

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра "Электрические системы"

М.И.Фурсанов

АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕЖИМОВ,
НОРМИРОВАНИЯ И СНИЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАС-
ХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЯХ

Учебное пособие для студентов
специальности 1 – 43 01 02
«Электрические системы и сети»

Учебное электронное издание

Минск 2008

Авторы:

Доктор техн. наук, профессор

М. И. Фурсанов

Рецензенты:

Канд. техн. наук, доцент

В. А. Булат

Канд. техн. наук, доцент

В. Н. Радкевич

В учебном пособии описаны алгоритмы и программы для оценки режимов, анализа, снижения и нормирования потерь электроэнергии в разомкнутых электрических сетях 0.38 – 220 кВ.

Рассмотрены два основных направления решения задачи расчета потерь. Одно из них ориентировано на существующий в современных условиях эксплуатации уровень неполноты и достоверности режимной информации. Оно предполагает интервальную оценку потерь электроэнергии в сетях в зависимости от точности имеющихся исходных данных. Второе предназначено для более детального анализа потерь вплоть до отдельных элементов электрических сетей.

Пособие предназначено для студентов электроэнергетических специальностей вузов. Оно может быть полезно также инженерам и аспирантам для углубления и расширения их знаний по современным методам расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях.

Белорусский национальный технический университет
пр-т Независимости, 65, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.(017) 232-77-52 факс (017) 232-91-37

E-mail: ...

<http://www....>

Регистрационный № _____

© БНТУ, 2008

© Фурсанов М. И., 2008

© Кунцевич А. И., компьютерный дизайн, 2008

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1. КОМПЛЕКС АЛГОРИТМОВ И ПРОГРАММ ДЛЯ ИНТЕРВАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6 – 10 кВ.	
1. 1 Краткая характеристика комплекса для оценки потерь в электрических сетях 6 – 10 кВ.....	5
1. 2 Программа VYBOR формирования случайной выборки схем распределительных линий.....	6
1. 3 Программа REKVIN расчета индивидуальных эквивалентных сопротивлений распределительных сетей.....	11
1. 4 Программа VSM построения и анализа регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений.....	21
1. 5 Программа REKVIS расчета обобщенных эквивалентных сопротивлений электрических сетей.....	33
1. 6 Программа TERAS расчета величины, оценки погрешностей и доверительных интервалов потерь электроэнергии в электрических сетях 6 – 10 кВ...55	
2. АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕЖИМОВ И ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НА ОСНОВЕ ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ.	
2. 1 Программа REGIMR расчета режимов и обобщенных эквивалентных сопротивлений разомкнутых электрических сетей 6 – 220 кВ.....	82
2. 2 Программа DE10 детерминированной оценки режимов, потерь мощности и энергии в разомкнутых электрических сетях 6 – 10 кВ.....	99
2. 3 Программа DW1000 поэлементных расчетов потерь энергии в электрических сетях 0.38 кВ.....	119
2. 4 Программа VYBORR выборочного метода оценки потерь электроэнергии в распределительных сетях 0.38 – 10 кВ.....	129
3. АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.	
3. 1 Программа TRANS разработки оптимального плана замены трансформаторов на однострансформаторных подстанциях распределительных сетей...144	
3. 2 Программа OPTIMA разработки оптимального плана замены проводов воздушных линий.....	156
4. НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.	
4. 1 Программа NORMA расчета нормативов потерь электроэнергии для структурных подразделений энергосистемы.....	164

Введение

Передача и распределение электрической энергии по электрическим сетям должны осуществляться при минимальных затратах трудовых и материальных ресурсов с заданной надежностью и качеством электроснабжения. Однако в процессе транспорта электроэнергии неизбежны ее потери, из-за которых дополнительно сжигается топливо на электростанциях и снижается пропускная способность сети.

Значительная часть электрической энергии передается по сильно разветвленным распределительным сетям 0.38 – 220 кВ. Эти сети, работающие, в основном, в разомкнутом режиме, характеризуются большой размерностью, динамизмом развития вследствие непрерывного увеличения электропотребления, низкой информационной обеспеченностью сетей, отсутствием необходимого числа обслуживающего персонала. Перечисленные специфические особенности распределительных сетей требуют разработки соответствующих методов оценки режимов, расчета, снижения и нормирования потерь электрической энергии, ориентированных на применение современных вычислительных средств и прежде всего персональных электронных вычислительных машин (ПЭВМ).

Данное учебное пособие в какой-то мере восполняет пробел в рассматриваемой области, т. к. в нем описано разработанное автором алгоритмическое и математическое обеспечение для оценки режимов, снижения и нормирования потерь в разомкнутых электрических сетях 0.38 – 220 кВ.

В настоящее время решение задачи оценки режимов и потерь энергии в выделенной группе электрических сетей осуществляется в двух основных направлениях. Наиболее близким к существующему уровню эксплуатации распределительных сетей является направление, учитывающее неполноту и достоверность режимной информации. Для этих условий автором предлагается комплекс алгоритмов и программ (VYBOR, REKVIN, VSM, REKVIS и TERAS), предназначенный для интервальной оценки значений потерь в произвольной совокупности разомкнутых электрических сетей 6 – 10 кВ в зависимости от имеющейся точности исходных данных и применяемого расчетного метода.

Второе направление позволяет проводить более детальный анализ режимов и потерь в распределительных сетях на основе детерминированных исходных данных. К нему можно отнести программы DW1000, DE10, REGIMR для оценки и анализа режимов и потерь в сетях, TRANS, OPTIMA и NORMA – для оптимизации и нормирования уровня потерь. Сочетанием двух подходов является про-

грамма VYBORR выборочного метода оценки совокупной величины потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0.38 – 10 кВ.

По каждой программе в пособии даны ее назначение и возможности, основные методические сведения, правила подготовки данных, формы входной и выходной печати. Все программы могут работать в трех режимах: диалоговом (режим "C"), файловом (режим "D") и демонстрационном (режим "S"). В пособии подробно описан наиболее употребительный режим работы программ – файловый, когда исходные макеты данных пользователь готовит заблаговременно в соответствии с инструкцией.

Пособие должно помочь студентам расширить свои знания в области практического применения вычислительной техники в электроэнергетике.

Изложенные в пособии программы могут быть использованы при изучении курсов "Электрические системы и сети", "Оптимизация режимов энергосистем", "Основы эксплуатации энергосистем" и ряде других, в дипломном проектировании и научно – исследовательской работе студентов.

Все программы, описанные в пособии, составлены на алгоритмическом языке ФОРТРАН – 77 и эксплуатируются в энергосистемах республики и за ее пределами.

В оформлении рукописи учебного пособия активное участие принимал студент специальности 10.02 "Электроэнергетические системы и сети" Жерко О. А.

1. КОМПЛЕКС АЛГОРИТМОВ И ПРОГРАММ ДЛЯ ИНТЕРВАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6 – 10 кВ

1. 1. Краткая характеристика комплекса для оценки потерь в электрических сетях 6 – 10 кВ

Комплекс алгоритмов и программ /1, 2/ предназначен для оценки потерь электроэнергии в электрических сетях 6 – 10 кВ на основе их эквивалентирования с использованием регрессионных или детерминированных моделей в зависимости от полноты имеющейся режимной и сетевой информации.

Определение потерь с использованием регрессионных моделей заключается в последовательном выполнении пяти основных этапов.

Первый этап (программа VYBOR) предназначен для формирования случайной выборки схем распределительных сетей 6 – 10 кВ из генеральной совокупности сетей, находящихся на балансе данного структурного подразделения и подлежащих эквивалентированию.

На втором этапе (программа REKVIN) для каждой схемы сети, попавшей в выборку, определяются индивидуальные эквивалентные сопротивления линий и подключенных к ней трансформаторов и обобщенные характеристики сети – суммарные: длина линии, установленная мощность и число распределительных трансформаторов.

Третий этап (программа VSM) состоит в построении и анализе регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений. В качестве исходного статистического материала здесь используются результаты расчетов, полученные на втором этапе.

На четвертом этапе (программа REKVIS) результаты выборочных исследований в виде построенных программой VSM регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений или на основании детерминированных исходных данных распространяются на всю генеральную совокупность электрических сетей. В результате рассчитываются обобщенные эквивалентные сопротивления линий и трансформаторов всей совокупности сетей.

На пятом этапе (программа TERAS) вычисляются потери энергии, определяются их структура и доверительные интервалы.

При расчете потерь на основе детерминированных моделей необходимость в выполнении первого, третьего, а иногда и четвертого (при расчете и анализе потерь по отдельным распределительным линиям) этапов отпадает.

1. 2. Программа VYBOR формирования случайной выборки схем распределительных линий

VYBOR. Назначение и краткая характеристика программы

Программа VYBOR /2/ предназначена для автоматического формирования случайной неповторной выборки распределительных линий из всей (генеральной) совокупности схем сетей, находящихся на балансе данного подразделения энергосистемы.

В качестве исходных данных (см. файл VYBOR.DAT) задаются процентный объем выборки и в произвольном виде координаты каждой линии: наименование структурного подразделения и питающей подстанции, номинальное напряжение, диспетчерский номер линии и т. д.

Координаты одной линии перфорируются в отдельной строке. Порядковые номера присваиваются линиям при вводе данных.

В результате работы программы на печать выдаются искомые порядковые номера и координаты линий выборки (файл VYBOR.RES).

VYBOR. Краткие методические сведения

Алгоритм программы VYBOR разработан на основе метода статистических испытаний и реализует случайный выбор схем линий заданного объема. За счет моделирования на ЭВМ равномерного закона распределения вероятностей возможность попадания каждой из линий в выборку одинакова. Идея проста: число из диапазона $[0;1]$, полученное на ЭВМ с помощью генератора случайных чисел, преобразуется в целое, которое и определяет порядковый номер, а следовательно, и координаты искомой линии. Процентный объем выборки задается пользователем.

Блок – схема алгоритма программы показана на рис. 1. 1. Алгоритм работает следующим образом.

После входа в программу (блок 1) выполняется ввод и печать заданного процентного объема выборки (блок 2) и координат всех C схем распределительных линий, составляющих генеральную совокупность сетей (блок 3).

Блок 4 по заданному процентному объему выборки определяет соответствующее ему число схем C_0 , после чего блок 5 вычисляет длину интервала $l = \frac{1}{C}$ отрезка $[0; 1]$, соответствующего одному номеру схемы. Блок 6 генерирует случайное число, которое блоком 7 преобразуется с использованием интервала l в целое число – очередной номер схемы n_i . Блок 8 обеспечивает неповторность выборки. Если номер схемы повторился (выполняется условие "да" блока 8), то блок 6 генерирует следующее случайное число. При выполнении условия "нет" блока 8 выполняется печать порядкового номера, соответствующего n_i , и координат выбранной схемы линии. После того, как выборка сформирована (контроль за формированием полного состава выборки осуществляет блок 10), происходит выход из программы (блок 11).

VYBOR. Описание параметров

В список переменных включены только исходные данные:

VPROC – заданный процентный объем выборки;

А – одномерный вектор, содержащий координаты линии (наименование структурного подразделения и питающей подстанции, номинальное напряжение, диспетчерский номер линии и т.д.).

VYBOR. Правила подготовки исходных данных

Для работы программы VYBOR необходимо задать процентный объем выборки и координаты всех распределительных линий рассматриваемого структурного подразделения.

Заданный процентный объем выборки

Данный показатель перфорируется в отдельной строке по формату 12:

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 2	VPROC	12	30

Координаты линий

Координаты одной линии перфорируются в отдельной строке по формату 7
FORMAT(20A4):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 80	A	20A4	п/ст. 110/10 кВ "Шушково" РЛ N 8

Длина координат по каждой распределительной линии не должна превышать 80 (восемьдесят) символов, т. е. размещаться в одной строке.

VYBOR. Структура файла данных

Структура файла исходных данных программы VYBOR следующая (см. распечатку файла VYBOR.DAT):

- 1 – я строка – заданный процентный объем выборки;
- 2 – я строка – координаты первой (произвольной по счету) распределительной линии;
- 3 – я строка – координаты следующей линии;
- ...
- ...

С – я строка – координаты последней линии (С – число распределительных линий в данном подразделении энергосистемы);

** – две звездочки.

Файл данных VYBOR.DAT

30

п/ст. 110/10 кВ "Филимонова" РЛ N3
п/ст. 110/10 кВ "Шушково" РЛ N8
п/ст. 110/10 кВ "Бурмакино-1" РЛ N5
п/ст. 110/10 кВ "Вятское" РЛ N2
п/ст. 110/10 кВ "Моделово" РЛ N6
п/ст. 35/10 кВ "Гузицино" РЛ N6
п/ст. 110/10 кВ "Аббакумцево" РЛ N8
п/ст. 110/10 кВ "Бурмакино-1" РЛ N6
п/ст. 110/10 кВ "Вятское" РЛ N5
п/ст. 110/10 кВ "Никольское" РЛ N5
п/ст. 110/10 кВ "Аббакумцево" РЛ N6
п/ст. 110/10 кВ "Воржа" РЛ N2
п/ст. 110/10 кВ "Некрасово" РЛ N9
п/ст. 110/10 кВ "Туношна" РЛ N1
п/ст. 35/10 кВ "Рождествено" РЛ N4
п/ст. 110/10 кВ "Шушково" РЛ N19
п/ст. 110/10 кВ "Рождествено" РЛ N2
п/ст. 110/10 кВ "Васильково" РЛ N4
п/ст. 110/10 кВ "Туношна" РЛ N12
п/ст. 110/10 кВ "Вятское" РЛ N1

**

Файл результатов VYBOR.RES

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА VYBOR
ФОРМИРОВАНИЯ СЛУЧАЙНОЙ РЕПРЕЗЕНТАТИВНОЙ
ВЫБОРКИ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ
6 – 10 кВ

ЗАДАННЫЙ ОБЪЕМ ВЫБОРКИ – 30%

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

=====

ВЫБОРКА ФОРМИРУЕТСЯ ИЗ СЛЕДУЮЩИХ СХЕМ:

Порядковый номер	СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ
1	п/ст. 110/10 кВ "Филимоново" РЛ N 3
2	п/ст. 110/10 кВ "Шушково" РЛ N8
3	п/ст. 110/10 кВ "Бурмакино – 1" РЛ N5
4	п/ст. 110/10 кВ "Вятское" РЛ N2
5	п/ст. 110/10 кВ "Моделово" РЛ N6
6	п/ст. 35/10 кВ "Гузицино" РЛ N6
7	п/ст. 110/10 кВ "Аббакумцево" РЛ N8
8	п/ст. 110/10 кВ "Бурмакино – 1" РЛ N6
9	п/ст. 110/10 кВ "Вятское" РЛ N5
10	п/ст. 110/10 кВ "Никольское" РЛ N5
11	п/ст. 110/10 кВ "Аббакумцево" РЛ N6
12	п/ст. 110/10 кВ "Воржа" РЛ N2
13	п/ст. 110/10 кВ "Некрасово" РЛ N9
14	п/ст. 110/10 кВ "Туношна" РЛ N1
15	п/ст. 35/10 кВ "Рождествено" РЛ N4
16	п/ст. 110/10 кВ "Шушково" РЛ N19
17	п/ст. 110/10 кВ "Рождествено" РЛ N2
18	п/ст. 110/10 кВ "Васильково" РЛ N4
19	п/ст. 110/10 кВ "Туношна" РЛ N12
20	п/ст. 110/10 кВ "Вятское" РЛ N1

ВЫБОРКА СФОРМИРОВАНА И СОСТОИТ ИЗ NL = 6 СХЕМ
СОСТАВ ВЫБОРКИ:

=====

Порядковый номер	СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ
15	п/ст. 35/10 кВ "Рождествено" РЛ N4
17	п/ст. 110/10 кВ "Рождествено" РЛ N2
3	п/ст. 110/10 кВ "Бурмакино – 1" РЛ N5
5	п/ст. 110/10 кВ "Моделово" РЛ N6
8	п/ст. 110/10 кВ "Бурмакино – 1" РЛ N6
13	п/ст. 110/10 кВ "Некрасово" РЛ N9

1. 3. Программа REKVIN расчета индивидуальных эквивалентных сопротивлений распределительных сетей

REKVIN. Назначение и краткая характеристика программы

Программа REKVIN /2, 8/ предназначена для расчета индивидуальных эквивалентных сопротивлений и обобщенных характеристик распределительной линии 6 – 10 кВ и подключенных к ней трансформаторов. В качестве исходной информации (см. рис. 1. 2) используются данные о топологической структуре сети – номера начал и концов участков схемы сети с указанием марок проводов (кабелей) и длин участков линий, номинальных мощностей трансформаторов. В общем случае могут быть заданы нагрузки на головном участке линии. Поскольку данные о нагрузках отсутствуют, то их значения принимаются равными номинальным мощностям распределительных трансформаторов. На печать выдаются координаты сети (наименование питающей подстанции и диспетчерский номер линии), режим сети и вышеуказанные результаты расчета (файл REKVIN.RES)

REKVIN. Краткие методические сведения

При расчете индивидуальных эквивалентных сопротивлений за элементарную расчетную структурную единицу принята радиальная сеть, представленная на рис. 1. 2. Для определения эквивалентных сопротивлений рассчитывается режим сети, определяются потери мощности в линии $dP_{\bar{e}}$ и трансформаторах $dP_{\bar{o}}$ и индивидуальные эквивалентные сопротивления линий $r_{\bar{y}\bar{e}}$ и трансформаторов $r_{\bar{y}\bar{o}}$ /2/:

$$r_{\bar{y}\bar{e}} = \frac{dP_{\bar{e}}}{3 \cdot I_{\bar{a}\bar{o}}^2}; \quad (1. 1)$$

$$r_{\bar{y}\bar{o}} = \frac{dP_{\bar{o}}}{3 \cdot I_{\bar{a}\bar{o}}^2}; \quad (1. 2)$$

Расчет отдельных сетей выполняется последовательно, что фактически устраняет проблему размерности и позволяет рассчитывать сети всего структурного подразделения. Объем каждой сети ограничен 200 участками. В математической модели сети линии электропередачи представляются активно – индуктивными сопротивлениями, а трансформаторы – Г – образной схемой замещения. Алгоритм программы приведен на блок-схеме рис. 1. 3 и работает следующим образом. После входа в программу (блок 1) блок 2 вводит и печатает топологию

ческую, сетевую и режимную информацию об одной сети. Блок 3 осуществляет семантический контроль данных и по возможности автоматическое исправление ошибок, наиболее часто встречающихся при кодировке и перфорации исходной информации. К ним относятся: отсутствие источника питания, потеря связности схемы, выход числовых значений характеристик сети (марки и длины провода, установленной мощности трансформаторов и др.) за реально существующие пределы. При этом вместо ошибочных данных принимаются их статистические средние, на печать выдаются диагностические сообщения о координатах и характере ошибки и расчет по программе продолжается. Блок 4 выполняет сортировку информации об участках сети, после чего строится массив вторых адресных отображений (ВАО). После построения конфигурационной модели сети блок 6 с использованием ВАО выполняет расчет потокораспределения в схеме. После этого управление передается блоку 7, где выполняется расчет и печать параметров установившегося режима сети – потоков и потерь активной и реактивной мощности в ветвях схемы. Блок 8 рассчитывает потери в линии, постоянные и переменные потери в трансформаторах и суммарные потери в сети, индивидуальные эквивалентные сопротивления линии, трансформаторов и сети, а также обобщенные характеристики схемы – длину линии, установленную мощность трансформаторов, число линейных и трансформаторных участков. Результаты расчета отдельных сетей накапливаются для получения сводной таблицы по всем сетям рассматриваемого структурного подразделения (блок 9). После расчета одной распределительной сети блок 10 по условию "нет" передает управление на ввод исходной информации о следующей сети и расчет продолжается в соответствии с работой блоков 2 – 8. Если все сети рассчитаны (выполнение условия "да" блока 10), то печатается сводная таблица результатов расчета (блок 11). На этом программа заканчивает свою работу.

РЕКВИН. Описание параметров

В список переменных включены только исходные данные:

ESIS – наименование энергосистемы;

UST – наименование участка сети;

M3 – количество подстанций;

PST – название подстанции;

KL – число распределительных линий, отходящих от подстанции;

UNOM – номинальное напряжение;

NL – диспетчерский номер линии;

- TPGU – максимальный ток, А, или активная мощность на головном участке линии, МВт;
- AKEN – активная энергия на головном участке линии, МВт·ч;
- N1 – номер начала участка линии;
- N2 – номер конца участка линии;
- MAP – марка провода или кабеля (для участка линии) или признак абонентской ТП-АБТП;
- DLS – длина ветви (для участка линии), км, или мощность трансформатора (для трансформаторного участка), кВА;
- MTT – одномерный вектор, содержащий числа повторения печати;
- РТТ – одномерный вектор, содержащий начала ключевых слов регулирования печати;
- PDOP – одномерный вектор, содержащий продолжения ключевых слов повторения печати.

РЕКВИН. Правила подготовки исходных данных

- В исходных данных выделяются:
- информационная карта управления печатью;
 - параметры задачи;
 - параметры подстанции;
 - параметры отходящей линии.

Информационная карта управления печатью

Составляется для каждого рассчитываемого участка сети и перфорируется в отдельной строке по формату

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 2	MTT (1)	I2	1
4 – 15	РТТ (1), PDOP (1)	A4, A8	линия
16 – 17	MTT (2)	I2	1
19 – 30	РТТ (2), PDOP (2)	A4, A8	линия
31 – 32	MTT (3)	I2	1
34 – 45	РТТ (3), PDOP (3)	A4, A8	линия
46 – 47	MTT (4)	I2	2
49 – 60	РТТ (4), PDOP (4)	A4, A8	участок

Параметры задачи

Для каждого участка сети составляется одна строка параметров задачи. Эта строка состоит из трех показателей и перфорируется по формату

101 FORMAT(4A4, 4X, 4A4, 4X, I5):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 12	ESIS	4A4	наимено- вание ПЭО
21 – 32	UST	4A4	название ПЭС
41 – 45	M3	I5	4

Параметры подстанции

Параметры подстанции составляются для каждой питающей подстанции (а в случае трехобмоточных трансформаторов на питающих подстанциях – для всех питающих шин) и перфорируются в отдельной строке по формату

103 FORMAT(4A4, 4X, I5, 5X, F5.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 11	PST	4A4	название п/ст
21 – 35	KL	I5	3
31 – 35	UNOM	F5.0	10

Параметры отходящей линии

Параметры отходящей линии включают в себя параметры головного участка и параметры ветвей.

Параметры головного участка

Перфорируются в отдельной строке по каждой распределительной линии по формату

109 FORMAT(A4, 6X, 2F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 4	NL	A4	РЛ – 5
11 – 20	TPGU	F10.0	15.2 или – 108.3
21 – 30	AKEN	F10.0	900000

Параметры ветвей

Под ветвью понимается звено сети (однородный участок линии или трансформатор) между двумя узлами (пунктами) схемы. В одной строке размещается информация о двух ветвях. Кодировка данных выполняется по формату

105 FORMAT(A4, 1X, A4, 1X, A8, 2X, F10.0, 10X, A4, 1X, A4, 1X, A8, 2X, F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 4	N1	A4	1
6 – 9	N2	A4	2
11 – 18	MAP	A8	A – 35
21 – 30	DLS	F10.0	1.2
41 – 44	N1	A4	2
46 – 49	N2	A4	3
51 – 58	MAP	A8	АБТП
61 – 70	DLS	F10.0	-63

REKVIN. Структура файла исходных данных

Структура файла исходных данных для программы REKVIN следующая (см. файл данных REKVIN.dat):

- 1 – я строка – информационная карта управления печатью;
- 2 – я строка – параметры задачи;
- 3 – я строка – параметры подстанции;
- 4 – я строка – параметры головного участка одной из распределительных линий этой подстанции;
- 5 – я строка – исходная информация о ветвях данной линии;
- 6 – я строка – ** (две звездочки) – признак конца информации о ветвях;
- 7 – я строка – параметры головного участка второй линии этой же подстанции;
- 8 – я строка – информация о ветвях второй линии;
- 9 – я строка – ** и т. д.;

Таким образом последовательно раскладывается исходная информация обо всех подстанциях рассчитываемого участка сети.

Пример.

Участок сети состоит из двух подстанций. От первой подстанции питается одна распределительная линия, от второй – две. Файл данных может выглядеть следующим образом:

информационная карта
параметры задачи
параметры 1 – й подстанции
параметры головного участка
данные о ветвях

**

параметры 2 – й подстанции
параметры головного участка 1 – й распределительной линии
данные о ветвях 1 – й линии

**

параметры головного участка 2 – й распределительной линии
данные о ветвях 2 – й линии

**

1 ДАННЫЕ		1 ЛИНИЯ	1 РЕЖИМ	1 УЧАСТОК		
ЭНЕРГОСИСТЕМА		ПЭС		1		
ЭНГЕЛЬС 110/10		1	10.0			
5						
1 – 1051	АС – 35	1.1		328 – 5	ТМ – 160	-160
1051 – 11	ТМ – 100	-100		232 – 61	АС – 35	0.48
1051 – 104	АС – 35	0.2		61 – 6	ТМ – 400	-400
104 – 2	ТМ – 160	-160		61 – 7	ТМ – 400	-400
104 – 894	АС – 50	0.94		61 – 320	АС – 35	0.6
894 – 3	ТМ – 250	-250		320 – 8	ТМ – 250	-250
894 – 232	АС – 50	0.72		320 – 360	АС – 35	0.08
232 – 4	ТМ – 100	-100		360 – 9	ТМ – 400	-400
232 – 328	АС – 35	0.25		360 – 10	ТМ – 400	-400
**						

ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТА УПРАВЛЕНИЯ ПЕЧАТЬЮ

1 ДАННЫЕ	1 ЛИНИЯ	1 РЕЖИМ	1 УЧАСТОК
----------	---------	---------	-----------

ПАРАМЕТРЫ ЗАДАЧИ

ЭНЕРГОСИСТЕМА	УЧАСТОК СЕТИ	КОЛ – ВО ПОДСТАНЦИЙ В УЧАСТКЕ СЕТИ
ЭНЕРГОСИСТЕМА	ПЭС	1

Продолжение файла REKVIN.RES

ПАРАМЕТРЫ ПОДСТАНЦИИ

НАИМЕНОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ ИЛИ ЕЕ НОМЕР	ЧИСЛО ОТХОДЯ- ЩИХ ЛИНИЙ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН, кВ
ЭНГЕЛЬС 110/10	1	10.0

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N – 5 ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ВЕТВЯХ СХЕМЫ КОЛИЧЕСТВО ВЕТВЕЙ – 18

НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР – РА С МИНУСОМ, КВА	НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР – РА С МИНУСОМ, КВА
1	1051	АС – 35	1.10	328	5	ТМ – 160	-160.00
1051	11	ТМ – 100	-100.00	232	61	АС – 35	0.48

1051	104	АС – 35	0.20	61	6	ТМ – 400	-400.00
104	2	ТМ – 160	-160.00	61	7	ТМ – 400	-400.00
104	894	АС – 50	.94	61	320	АС – 35	.60
894	3	ТМ – 250	-250.00	320	8	ТМ – 250	-250.00
894	232	АС – 50	.72	320	360	АС – 35	.08
232	4	ТМ – 100	-100.00	360	9	ТМ – 400	-400.00
232	328	АС – 35	.25	360	10	ТМ – 400	-400.00

Продолжение файла REKVIN.RES

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N-5
ЭНЕРГОСИСТЕМА. ЭНЕРГОСИСТЕМ. УЧАСТОК СЕТИ. СЕТИ ПЭС. ПОДСТАНЦИЯ. ЭНГЕЛЬС 110/10.

НОМЕР		ПОТОК МОЩНОСТИ ВЕТВИ				ПОТЕРИ МОЩНОСТИ							
Начало ветви	Конец ветви	Активный	Реактивн	Полный		Линейные участки				Трансформаторы			
						Активной		Реактивной		Активной		Реактивной	
		кВт	кВАр	кВ·А	о. е.	кВт	о. е.	кВАр	о. е.	кВт	о. е.	кВАр	о. е.
1	1051	2620.00	.00	2620.00	1.000	64.18	.428	33.68	.389	.00	.000	.00	.000
1051	11	100.00	.00	100.00	.038	.00	.000	.00	.000	1.95	.048	5.50	.038
1051	104	2520.00	.00	2520.00	.962	10.80	.072	5.66	.065	.00	.000	.00	.00
104	2	160.00	.00	160.00	.061	.00	.000	.00	.000	2.81	.069	8.80	.061
104	894	2360.00	.00	2360.00	.901	34.03	.227	22.77	.263	.00	.000	.00	.000
894	3	250.00	.00	250.00	.095	.00	.000	.00	.000	3.99	.098	13.75	.095

894	232	2110.00	.00	2110.00	.805	20.84	.139	13.94	.161	.00	.000	.00	.000
232	61	1850.00	.00	1850.00	.706	13.96	.093	7.33	.085	.00	.000	.00	.000
232	4	100.00	.00	100.00	.038	.00	.000	.00	.000	1.95	.048	5.50	.038
232	328	160.00	.00	160.00	.061	.05	.000	.03	.000	.00	.000	.00	.000
61	6	400.00	.00	400.00	.153	.00	.000	.00	.000	5.77	.142	22.00	.153
61	7	400.00	.00	400.00	.153	.00	.000	.00	.000	5.77	.142	22.00	.153
61	320	1050.00	.00	1050.00	.401	5.62	.038	.034	.034	.00	.000	.00	.000
328	5	160.00	.00	160.00	.061	.00	.000	.000	.000	2.81	.069	8.80	.061
320	8	250.00	.00	250.00	.095	.00	.000	.000	.000	3.99	.098	13.75	.095
320	360	800.00	.00	800.00	.305	.44	.003	.003	.003	.00	.000	.00	.000
360	9	400.00	.00	400.00	.153	.00	.000	.000	.000	5.77	.142	22.00	.153
360	10	400.00	.00	400.00	.153	.00	.000	.000	.000	5.77	.142	22.00	.153

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ИНДИВИДУАЛЬНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N-5
ЭНЕРГОСИСТЕМА .ЭНЕРГОСИСТЕМ. УЧАСТОК СЕТИ .СЕТИ ПЭС . ПОДСТАНЦИЯ .ЭНГЕЛЬС 110/10.

Номинальные потери мощности			Эквивалентные Сопровствления	Длина линии	Установл. мощность транс-ров	Кол-во		Параметры гол. уч.				
Линия	Трансформаторы					Всего	Линии	Тр-ров	Сети	Лин уч.	Тр- ров	Ток или мощность
	х. х.	к. з.	Ом	Ом	Ом							
кВт	кВт	кВт	кВт	Ом	Ом	Ом	км	кВ·А	-	-	А /-кВт	МВт·ч
149.92	7.29	40.59	197.80	2.18	.59	2.78	4.37	2620.00	8	10	.00	.00

1. 4. Программа VSM построения и анализа регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений

VSM. Назначение и краткая характеристика программы

Программа VSM /2, 5/ предназначена для построения и анализа регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений линейного и степенного видов. Она использует в качестве исходного статистического материала (матрицы наблюдений) результаты расчета выборки схем электрических сетей по программе REKVIN. Матрица наблюдений включает массив зависимой переменной – параметра \dot{I}_{pi} , который определяется в программе автоматически как

$$\dot{I}_{pi} = r_{\dot{a}ei} \cdot S_{\dot{O}i}^2$$

и массивы независимых переменных X_i – длины линии l_i , установленной мощности и числа трансформаторов, – соответственно $S_{\dot{O}i}$ и N_i (см. файл VSM.DAT). В результате работы программы на печать выдаются (файл VSM.RES) результаты регрессионного анализа в виде двух таблиц, где приводятся для зависимой и каждой независимой переменной оценки математических ожиданий и средних квадратических отклонений, коэффициент парной корреляции между ними, множественный коэффициент корреляции, его среднее квадратическое отклонение, значение t – критерия и доверительные интервалы, а также для линейной и нелинейной моделей коэффициенты регрессии, их средние квадратические отклонения, значения t – критерия и доверительные интервалы, расчетное и табличное значение F – критерия. Кроме этого, печатаются формулы для расчета обобщенного эквивалентного сопротивления $R_{y\dot{e}}$ и области целесообразного применения этих формул.

VSM. Краткие методические сведения

В основу технологической части алгоритма положены методические проработки /1/, а математической части – теоретические положения корреляционного и регрессионного анализа. В результате обработки матрицы наблюдений определяются коэффициенты уравнений регрессии линейного (1.3) и степенного (1.4) вида, выполняется их статистический анализ, осуществляется переход к моделям обобщенного эквивалентного сопротивления линий типа (1.5) и (1.6), оценивается точность этих моделей и области целесообразного применения в

зависимости от допустимой погрешности расчетов и количества эквивалентизируемых линий:

$$\dot{I}_p = A_0 + A_1 \cdot X_1 + A_2 \cdot X_2 + A_3 \cdot X_3 = A_0 + \sum_{i=1}^3 (A_i \cdot X_i) \quad (1.3)$$

$$\dot{I}_p = B_0 \cdot X_1^{B_1} \cdot X_2^{B_2} \cdot X_3^{B_3} = B_0 \cdot \prod (X_i^{B_i}) \quad (1.4)$$

$$R_{y\ddot{e}} = \frac{1}{S_{\delta\bar{n}}^2} \cdot (M \cdot A_0 + A_1 \cdot L + A_2 \cdot S_{\delta\bar{n}} + A_3 \cdot N) \quad (1.5)$$

$$R_{y\ddot{e}} = \frac{1}{S_{\delta\bar{n}}^2} \cdot \sum_{i=1}^M (B_0 \cdot l_i^{B_1} \cdot S_{\delta\bar{n}}^{B_2} \cdot N^{B_3}), \quad (1.6)$$

где L – суммарная длина всех эквивалентизирующих линий,

$$L = \sum_{i=1}^M (l_i).$$

Здесь M и N – общее число линий и трансформаторов в сети.

Укрупненный алгоритм программы VSM представлен в виде блок – схемы на рис. 1. 4. Он работает в следующей последовательности. После ввода и печати исходной информации (блок 2) организуется цикл по моделям (линейной и степенной, блок 3). Затем вычисляются выборочные средние и средние квадратические отклонения зависимой и независимой переменной (блок 4). В блоке 5 рассчитываются парные коэффициенты корреляции r_{ij} (формируется корреляционная матрица), на основе анализа которых исключаются линейно зависимые переменные. Затем вычисляются коэффициенты уравнения регрессии (блок 6), определяется множественный коэффициент корреляции R (корреляционное отношение h) и доверительные границы (блок 7). Далее управление передается логическому блоку 8, где проверяется значимость уравнения регрессии по F – критерию Фишера. Если уравнение значимо, т. е. предварительно рассчитанное значение F – критерия (F_p) больше табличного F_T , то работает блок 9, в противном случае управление передается блоку 16, который осуществляет печать диагностического сообщения о незначимости уравнения регрессии и передает управление блоку 13. В блоке 9 определяются расчетные значения t_p критериев Стьюдента для каждого коэффициента регрессии и выбирается наименьшее из них – $t_{p\min}$. В блоке 10 осуществляется проверка значимости коэффициента регрессии, для чего $t_{p\min}$ сравнивается с табличным значением t_T . Если этот коэффициент значим, т. е. $t_{p\min} > t_T$, то управление передается блоку 11, где рассчитываются доверительные интервалы коэффициентов регрессии. В противном случае коэффициент признается равным нулю, переменная при нем исключается (блок 17) и управление передается блоку 6 для расчета оставшихся коэффициен-

тов регрессии. Блок 12 осуществляет печать результатов регрессионного анализа в виде двух таблиц. В логическом блоке 12 выполняется проверка "Все ли модели рассмотрены?". Если "нет", то управление передается блоку 6, а если "да", то – блоку 14, который на основе полученных моделей $M_p = f(X_1, X_2, X_3)$ формирует формулы (1. 5, 1. 6) для расчета обобщенного эквивалентного сопротивления $R_{y\delta}$ и печатает эти формулы в естественном привычном для пользования виде. Кроме этого, определяются и выдаются на печать области целесообразного применения этих формул. В программе предусмотрена также печать универсальных формул (линейной и степенной) для расчета обобщенного эквивалентного сопротивления трансформаторов, которые получены в /1/. Их универсальность заключается в том, что они применимы для эквивалентирования сетей 6 – 10 кВ, расположенных в различных регионах страны.

$$R_{y\delta} = \frac{U_i^2}{S_{\delta n}^2} \cdot (\tilde{N}_0 \cdot N + C_1 \cdot S_{\delta n}) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}, \quad (1. 7)$$

$$R_{y\delta} = \frac{U_i^2}{S_{\delta n}^2} \cdot 0.0119 \cdot \sum_{i=1}^N (S_{ii}), \text{ Ом}. \quad (1. 8)$$

Следует заметить, что каждый из описанных блоков программы представляет собой отдельную подпрограмму, детальное описание которых выходит за рамки данного пособия.

VSM. Описание параметров

В список переменных включены только исходные данные:

KPRIS – признак расчета (1 – матрица данных готовится пользователем, 0 – матрица данных считывается с магнитного диска);

ESIS – наименование энергосистемы;

UST – наименование участка сети;

UNOM – номинальное напряжение сети;

N – число наблюдений;

M – общее число переменных;

NDEP – индекс зависимой переменной;

K – число независимых переменных;

ISAVE – индексы независимых переменных, индекс зависимой переменной находится в K+1 компоненте вектора ISAVE;

D – одна строка матрицы данных:

- D(1) – эквивалентное сопротивление линии, Ом;
 D(2) – суммарная длина линии, км;
 D(3) – суммарная мощность системных трансформаторов, МВА;
 D(4) – число трансформаторов, шт.

VSM. Правила подготовки данных

Исходные данные состоят из признака расчета, наименования энергосистемы, участка сети и номинального напряжения, управляющей строки, матрицы наблюдений.

Признак расчета

Данный показатель указывает на способ ввода матрицы наблюдений. Признак расчета перфорируется в отдельной строке по формату

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1	KPRIS	I1	1

Наименование энергосистемы, участка сети и номинальное напряжение

Эта строка перфорируется по формату 4A4, 4X, 4A4, F10.0:

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 16	ESIS	4A4	Наименование ПЭС
21 – 36	UST	4A4	Название ПЭС
41 – 50	UNOM	F10.0	10

Управляющая строка

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 5	N	15	57
6 – 7	M	12	4
8 – 9	NDEP	12	1
10 – 11	K	12	3
12 – 77	ISAVE	3312	020304

Примечания:

1. Вектор ISAVE содержит только индексы независимых переменных.
2. Нули, предшествующие значащим цифрам, перфорировать необязательно.

Матрица наблюдений

Матрица наблюдений представляет собой результаты расчета индивидуальных эквивалентных сопротивлений и обобщенные характеристики распределительных линий, полученные по программе REKVIN. Эти данные записываются на магнитный диск, печатаются в виде сводной таблицы и используются в качестве исходного статистического материала для построения регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений. Считывание матрицы наблюдений с магнитного диска производится автоматически по признаку расчета KPRIS, равном нулю. Этот способ использования статистической информации применяется при успешном выполнении расчетов по программе REKVIN.

VSM. Формирование файла исходных данных

Файл данных для программы VSM формируется в той последовательности, в какой описаны правила подготовки данных, а именно (см. распечатку файла данных VSM.DAT):

- 1 – я строка – признак расчета;
 - 2 – я строка – наименование энергосистемы, участка сети и номинальное напряжение;
 - 3 – я строка – управляющая строка;
 - 4 – я строка – матрица наблюдений
- и далее

Файл данных VSM.DAT

8						
ЭНЕРГОСИСТЕМА		БЭС		10.		
40	4	1	3	2	3	4
.790		4.200		1.013		6.000
1.190		4.860		1.410		6.000
.430		1.840		.700		4.000
5.470		14.120		.633		5.000

4.740	42.860	3.710	22.000
3.520	33.340	4.490	23.000
1.530	8.440	2.620	11.000
2.080	23.580	3.160	17.000
6.780	36.550	5.410	27.000
2.540	11.640	2.430	16.000
.890	7.260	.970	7.000
3.620	21.900	.680	5.000
.360	7.140	.760	4.000
1.480	18.470	2.240	15.000
.180	4.050	1.810	4.000
2.410	12.560	1.550	11.000
10.240	39.130	1.940	14.000
1.670	21.870	1.140	10.000
2.080	27.170	3.280	26.000
8.050	18.500	1.730	12.000
3.730	18.120	2.070	12.000
.710	14.400	1.910	9.000
.500	3.870	1.470	8.000
1.890	36.650	3.580	29.000
4.550	8.140	.810	3.000
2.650	11.610	3.863	19.000
2.460	23.170	.730	8.000
3.930	5.950	.520	4.000
2.540	16.470	.986	8.000
2.630	10.180	2.533	16.000
1.400	21.840	1.980	11.000
2.110	3.750	.160	2.000
8.670	27.640	4.276	17.000
3.860	40.810	3.900	22.000
1.600	6.320	1.460	8.000
5.400	15.890	3.830	17.000
2.880	22.660	4.600	20.000
3.940	8.450	.870	5.000
2.300	6.620	.360	4.000
4.660	17.750	2.880	15.000

ФАЙЛ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЛЯ ПРОГРАММЫ VSM	Минск. 1993г. БГПА
------------------------------------	-----------------------

KPRIS = 8 МАТРИЦА НАБЛЮДЕНИЙ ГОТОВИТСЯ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕМ
РЕГРЕССИОННЫЙ АНАЛИЗ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1	ESIS	Наименование энергосистемы (16 символов)	ЭНЕРГОСИСТЕМА
2	UST	Участок сети (16 символов)	БЭС
3	Uном	Номинальное напряжение	10 .кВ

УПРАВЛЯЮЩАЯ КАРТА

=====

ЧИСЛО НАБЛЮДЕНИЙ	40
ЧИСЛО ПЕРЕМЕННЫХ	4
ИНДЕКС ЗАВИСИМОЙ ПЕРЕМЕННОЙ	1
ЧИСЛО НЕЗАВИСИМЫХ ПЕРЕМЕННЫХ	3
ИНДЕКСЫ НЕЗАВИСИМЫХ ПЕРЕМЕННЫХ	2 3 4

ИСХОДНЫЕ ФУНКЦИИ

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР И ТИП ФУНКЦИИ	ВИД ФУНКЦИИ
1 /ЛИНЕЙНАЯ/	$X_1 = A_1 + A_2 \cdot X_2 + A_3 \cdot X_3 + A_4 \cdot X_4$
2 /НЕЛИНЕЙНАЯ/	$X_1 = A_1 \cdot X_2^{A_2} \cdot X_3^{A_3} \cdot X_4^{A_4}$
ПРИМЕЧАНИЯ:	

X_1	СУММА КВАДРАТОВ МОМЕНТОВ МОЩНОСТЕЙ, МВА ² ·Ом
X_2	СУММАРНАЯ ДЛИНА ЛИНИЙ, КМ
X_3	СУММАРНАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ, МВА
X_4	СУММАРНОЕ ЧИСЛО ТРАНСФОРМАТОРОВ, ШТ.

МАТРИЦА НАБЛЮДЕНИЙ

=====

	X_1	X_2	X_3	X_4
1	.790	4.200	1.013	6.000
2	1.190	4.860	1.410	6.000
3	.430	1.840	.700	4.000
4	5.470	14.120	.633	5.000
5	4.740	42.860	3.710	22.000
6	3.520	33.340	4.490	23.000
7	1.530	8.440	2.620	11.000
8	2.080	23.580	3.160	17.000
9	6.780	36.550	5.410	27.000
10	2.540	11.640	2.430	16.000
11	.890	7.260	.970	7.000
12	3.620	21.900	.680	5.000
13	.360	7.140	.760	4.000
14	1.480	18.470	2.240	15.000
15	.180	4.050	1.810	4.000
16	2.410	12.560	1.550	11.000
17	10.240	39.130	1.940	14.000
18	1.670	21.870	1.140	10.000
19	2.080	27.170	3.280	26.000
20	8.050	18.500	1.730	12.000
21	3.730	18.120	2.070	12.000
22	.710	14.400	1.910	9.000
23	.500	3.870	1.470	8.000
24	1.890	36.650	3.580	29.000
25	4.550	8.140	.810	3.000
26	2.650	11.610	3.863	19.000
27	2.460	23.170	.730	8.000
28	3.930	5.950	.520	4.000
29	2.540	16.470	.986	8.000
30	2.630	10.180	2.533	16.000
31	1.400	21.840	1.980	11.000
32	2.110	3.750	.160	2.000
33	8.670	27.640	4.276	17.000
34	3.860	40.810	3.900	22.000

35	1.600	6.320	1.460	8.000
36	5.400	15.890	3.830	17.000
37	2.880	22.660	4.600	20.000
38	3.940	8.450	.870	5.000
39	2.300	6.620	.360	4.000
40	4.660	17.750	2.880	15.000

СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ
МОДЕЛЬ 1

Переменная	Математ. ожидание	Среднее квадратич. отклонение	Коэффициенты парной корреляции X_j и X_1	КОЭФФИЦИЕНТЫ РЕГРЕССИИ			
				Величина	Доверительный интервал	Стандарт. ошибка	T – критерий /фактич/
X_1	25.2	42.247	-	-	-	-	-
X_2	17.0	11.465	.593	1.362	.302 – 2.423	.5248	2.60
X_3	2.1	1.380	.798	39.281	25.927 – 52.635	6.6076	5.94
X_4	12.1	7.334	.653	-4.615	-1.616 – -7.615	1.4843	3.11

КОЭФФИЦИЕНТЫ И СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ

=====

ANS1L – СВОБОДНЫЙ ЧЛЕН ЛИНЕЙНОГО УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ – -25.313

BL(1) – КОЭФФИЦИЕНТ РЕГРЕССИИ ПРИ СУММАРНОЙ ДЛИНЕ ЛИНИЙ – 1.362

BL(2) – ПРИ СУММАРНОЙ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ТР – РОВ – 39.281

BL(3) – КОЭФФИЦИЕНТ ПРИ ОБЩЕМ ЧИСЛЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ – -4.615

SRLIN – СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ X_1 , ГДЕ X_1 – СУММА КВАДРАТОВ МОМЕНТОВ МОЩНОСТЕЙ – 25.165

OSDLIN – СРЕДНЕКВАДРАТИЧЕСКОЕ ОТКЛОНЕНИЕ ОТ СРЕДНЕГО ЗНАЧЕНИЯ X_1 – 23.280 км

SRTR – СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ К. З. – 3.198 МВА

OSDTR – СРЕДНЕКВАДРАТИЧЕСКОЕ ОТКЛОНЕНИЕ ОТ СРЕДНЕГО ЗНАЧЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ К.З. – .544 МВА

МОДЕЛЬ 2. ИСКЛЮЧЕНА ПЕРЕМЕННАЯ N – 4: РАСЧЕТНЫЙ КРИТЕРИЙ СТЬЮДЕНТА = .303 МЕНЬШЕ
ТАБЛИЧНОГО = 2.021

СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ
МОДЕЛЬ 2

Переменная	Математ. ожидание	Среднее квадратич. отклонение	Коэффициенты парной корреляции X_i и X_1	КОЭФФИЦИЕНТЫ РЕГРЕССИИ			
				Величина	Доверительный интервал	Стандарт. ошибка	T – критерий /фактич/
X_1	25.2	42.247	-	-	-	-	-
X_2	17.0	11.465	.771	.891	.529 – 1.252	.1789	4.98
X_3	2.1	1.380	.901	1.728	1.371 – 2.085	.1766	9.79

КОЭФФИЦИЕНТЫ И СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ

=====

ANS1L – СВОБОДНЫЙ ЧЛЕН ЛИНЕЙНОГО УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ – .258
 BL(1) – КОЭФФИЦИЕНТ РЕГРЕССИИ ПРИ СУММАРНОЙ ДЛИНЕ ЛИНИЙ – .891
 BL(2) – ПРИ СУММАРНОЙ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ТР – РОВ – 1.728
 BL(3) – КОЭФФИЦИЕНТ ПРИ ОБЩЕМ ЧИСЛЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ – .000
 SRLIN – СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ X_1 , ГДЕ X_1 – СУММА КВАДРАТОВ МОМЕНТОВ МОЩНОСТЕЙ – 25.165
 OSDLIN – СРЕДНЕКВАДРАТИЧЕСКОЕ ОТКЛОНЕНИЕ ОТ СРЕДНЕГО ЗНАЧЕНИЯ X_1 – 24.111 км
 SRTR – СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ К. З. – 3.198 МВА
 OSDTR – СРЕДНЕКВАДРАТИЧЕСКОЕ ОТКЛОНЕНИЕ ОТ СРЕДНЕГО ЗНАЧЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ К.З. – .544 МВА

РЕЗУЛЬТАТЫ РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА

Номер модели	Число наблюдений	Число независим. перемен.	Свободный член уравнения регрессии	F – крит. /табл/	F – крит. /факт/	T – крит. /табл/	Коэф – ент множественной корреляции				Полная сумма квадрат. отклонен.	Остаточная дисперсия
							Величина	Доверительный интервал	Стандт. ошибка	T – крит. /факт/		
1	40	3	-25.3135	1.69	3.29	2.02	.848	.754 – .943	23.3	18.16	69607	542
2	40	2	.2578	1.69	3.07	2.02	.942	.904 – .979	.3	50.78	29	581

ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РЕГРЕССИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

МОДЕЛИ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ		Число эквивалентируемых линий и трансформаторов	
		5%	10%
Эквивалентные сопротивления ЛЭП 6 – 10 кВ	$R_L = .258 \cdot X_3(C)^{-2} \cdot \sum_{I=1}^{N_L} X_2(I)^{.891} \cdot X_3(I)^{1.728} \cdot X_4(I)^{.000}$	59 – 342	14 – 85
	$R_L = X_3(C)^{-2} \cdot (-25.313 \cdot N_L + 1.362 \cdot X_2(C) + 39.281 \cdot X_3(C) + -4.615 \cdot X_4(C))$	>342	>85
Эквивалентные сопротивления трансформаторов 6 – 10 кВ	$R_T = 0.0119 \cdot U^2 \cdot X_3(C)^{-2} \cdot \sum_{I=1}^{N_T} X_3(I)^{0.784}$	5 – 12	2 – 5
	$R_T = 0.001 \cdot U^2 \cdot X_3(C)^{-2} \cdot (0.668 \cdot N_T + 12.1 \cdot X_3(C))$	>12	>5

ОБОЗНАЧЕНИЯ:

N_L, N_T – ЧИСЛО ЭКВИВАЛЕНТИРУЕМЫХ ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ

U – НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, кВ

ИНДЕКС "С" ХАРАКТЕРИЗУЕТ СУММАРНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭКВИВАЛЕНТИРУЕМЫХ ЛИНИЙ

1.5. Программа REKVIS расчета обобщенных эквивалентных сопротивлений электрических сетей

REKVIS. Назначение и краткая характеристика программы

Алгоритм и программа REKVIS /2/ предназначены для определения и оценки погрешностей обобщенных эквивалентных сопротивлений линий $R_{эл}$ и трансформаторов $R_{эм}$ распределительных сетей 6 – 10 кВ данного структурного подразделения.

В программе предусмотрены три варианта расчета.

Первый вариант расчета базируется на определении $R_{эл}$ и $R_{эм}$ по линейным уравнениям регрессии (1. 5, 1. 7), построенным программой VSM. Расчеты могут выполняться отдельно для сетей 10 и 6 кВ (при наличии уравнений регрессии по сети 10 и 6 кВ) и при совместном эквивалентировании сети 6 – 10 кВ.

В качестве исходной информации в данном случае используются коэффициенты и статистики уравнений регрессии (они берутся из программы VSM), а также обобщенные характеристики сети – число эквивалентруемых линий, суммарная установленная мощность и число распределительных трансформаторов (файл REKVIS.DAT). При совместном эквивалентировании сети 6 – 10 кВ используется и режимная информация: суммарный отпуск энергии в сеть, время использования максимальной активной нагрузки и средневзвешенный коэффициент реактивной мощности. Эта информация задается отдельно для линий и трансформаторов как для сети 6, так и для сети 10 кВ.

Во втором варианте (эквивалентирование по режимным параметрам) значения $R_{эл}$, $R_{эм}$ вычисляются по формуле вида

$$R_{э} = \frac{\sum (\Pi_i^2 \cdot r_{эi})}{(\sum (\Pi_i))^2} \quad (1. 9)$$

где Π_i – заданный режимный параметр (энергия, мощность или ток);

$r_{эi}$ – эквивалентное сопротивление линии (трансформаторов) по данным программы REKVIN.

В качестве исходной информации (файл REKVIS2.DAT) используются режимные данные по каждой распределительной линии и ее трансформаторам, а также значения их индивидуальных эквивалентных сопротивлений.

Третий вариант расчета (файл данных REKVIS3.DAT) аналогичен второму. Разница только в том, что в третьем варианте значения $r_{эл}$, $r_{эм}$ не задаются, а вычисляются по нелинейному уравнению регрессии, полученному по программе VSM.

Результаты расчета печатаются в виде двух (для 6 и 10 кВ) или одной (для 6 – 10 кВ) таблиц (форма печати показана в файле REKVIS.RES).

REKVIS. Краткие методические сведения

Блок – схема программы представлена на рис. 1. 5.

Алгоритм программы работает следующим образом. После входа в программу (блок 1) блок 2 вводит и распечатывает признак расчета (номер варианта расчета). Блок 3 анализирует значение признака расчета. Признак, равный 1, соответствует 1 – ому варианту расчета $R_{эл}$, $R_{эм}$ – работают блоки 4, 5, 10; блоки 6, 7 – 2 – ой вариант расчета. Третий вариант расчета групповых эквивалентных сопротивлений электрических сетей соответствует работе блоков 8, 9, 10. После определения $R_{эл}$ и $R_{эм}$ по одному из трех предусмотренных вариантов расчета происходит печать результатов расчета (блок 10) и выход из программы (блок 11).

REKVIS. Описание исходных данных

В список переменных включены только исходные данные:

ESIS – наименование энергосистемы;

UST – наименование участка сети;

UN10 – номинальное напряжение сети 10 кВ;

UN6 – номинальное напряжение сети 6 кВ;

UE10 – среднее эксплуатационное напряжение сети 10 кВ;

UE6 – то же, сети 6 кВ;

NLIN – число эквивалентируемых линий (при расчете сети 10 кВ – в сети 10 кВ, при расчете сети 6 кВ – в сети 6 кВ, при расчете сети 6 – 10 кВ – в сети 6 – 10 кВ);

DLLIN – суммарная протяженность линий (при тех же условиях);

NTRS – число системных трансформаторов, питающихся от системных линий (при тех же условиях);

STRANS – установленная мощность системных трансформаторов, питающихся от системных линий (при тех же условиях);

NTRA – число абонентских трансформаторов, питающихся от системных линий (при тех же условиях);

STRANA – установленная мощность абонентских трансформаторов, питающихся от системных линий (при тех же условиях);

NL6 – число эквивалентизируемых линий в сети 6 кВ при расчете сети 6 – 10 кВ;

DL6 – суммарная протяженность линий в сети 6 кВ при расчете сети 6 – 10 кВ;

NTRS6 – число системных трансформаторов в сети 6 кВ, питающихся от системных линий, при расчете сети 6 – 10 кВ;

NTRA6 – то же, абонентских трансформаторов;

STRS6 – установленная мощность системных трансформаторов в сети 6 кВ, питающихся от системных линий, при расчете сети 6 – 10 кВ;

W10 – пропуск активной энергии через линии 10 кВ, находящихся на балансе сетевого предприятия;

W6 – то же, через линии 6 кВ;

TM10 – число часов использования максимальной активной нагрузки линий 10 кВ, находящихся на балансе сетевого предприятия;

TM6 – то же, линий 6 кВ;

TGF10 – коэффициент реактивной мощности линий 10 кВ;

TGF6 – то же, линий 6 кВ;

WT10 – пропуск активной энергии через системные трансформаторы 10 кВ;

WT6 – то же, 6 кВ;

TMT10 – число часов использования максимальной активной нагрузки трансформаторов 10 кВ, находящихся на балансе сетевого предприятия;

TMT6 – то же, трансформаторов 6 кВ;

TGFT10 – коэффициент реактивной мощности системных трансформаторов 10 кВ;

TGFT6 – то же, трансформаторов 6 кВ;

RSTTR – эквивалентное сопротивление трансформаторов.

Подпрограмма VAR2

2 – ой вариант расчета $R_{\text{экр}}$. Используются данные программы REKVIN.

RLKOD – код линии;
 RELIN – эквивалентное сопротивление линии, Ом;
 RPLIN – заданный режимный параметр (I_{zy} , А; S_{zy} , МВА; W_{zy} , МВт·ч; $S_{\text{сум_ном}}$, кВА);
 EDLIN – единица измерения режимного параметра линии (А, МВА, МВт ч, кВА);
 RETR – эквивалентное сопротивление трансформаторов, присоединенных к распределительной линии, Ом;
 RPTR – заданный режимный параметр (I_{zy} , А; S_{zy} , МВА; W_{zy} , МВт·ч; $S_{\text{с_ном}}$, кВА – суммарная установленная мощность системных трансформаторов линии);
 EDTR – единица измерения RPTR (А, МВА, МВт ч, кВА);
 SABTP – мощность абонентских трансформаторов;
 NTPO – общее число трансформаторов (системных и абонентских).

Подпрограмма VAR3

3 – ий вариант расчета $R_{\text{экв}}$. Используется нелинейная математическая модель.

RLKOD – код линии;
 RELIN – суммарная длина линии, км;
 RPLIN – заданный режимный параметр (I_{zy} , А; S_{zy} , МВА; W_{zy} , МВт·ч; $S_{\text{сум_ном}}$, кВА);
 EDLIN – единица измерения RPLIN (А, МВА, МВт ч, кВА);
 RETR – суммарная установленная мощность присоединенных к распределительной линии системных и абонентских трансформаторов ($S_{\text{сум_ном}}$, кВА);
 RPTR – заданный режимный параметр;
 EDTR – единица измерения RPTR (А, МВА, МВт ч, кВА);
 SABTP – мощность абонентских трансформаторов;
 NTPO – общее число системных и абонентских трансформаторов;
 ANS1L – свободный член нелинейного уравнения регрессии;
 BL – коэффициенты нелинейного уравнения регрессии:
 BL(1) – при суммарной длине линии;
 BL(2) – при суммарной мощности системных и абонентских ТП;
 BK(3) – при общем числе системных и абонентских ТП;
 OSDLIN – среднеквадратическое отклонение длины линии, км;

SRLIN – статистическая оценка математического ожидания длины линии, км;
 OSDTR – среднеквадратическое отклонение потерь мощности к. з. трансформаторов, кВА;

РЕКВИС. Правила подготовки данных

Правила подготовки исходных данных разрабатывались с учетом их возможной унификации для различных вариантов расчета обобщенных эквивалентных сопротивлений.

Подготовка данных для 1 – го варианта расчета (с использованием линейного уравнения регрессии)

В исходных данных выделяются: номер варианта расчета, наименование энергосистемы и участка сети, номинальные напряжения, среднее эксплуатационное напряжение, обобщенные характеристики сети, коэффициенты и статистики линейного уравнения регрессии, режимная информация.

Номер варианта расчета

Перфорируется в отдельной строке по формату
 300 FORMAT(5A4):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 20	VAR5	5A4	1 вариант расчета

Наименование энергосистемы и участка сети

Данные показатели перфорируются в отдельной строке по формату
 230 FORMAT(4A4, 4X, 4A4, 4X, F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 16	ESIS	4A4	наименование ПЭО
21 – 36	UST	4A4	название ПЭС

Номинальные напряжения

Значения номинальных напряжений перфорируются в отдельной строке. При расчете сети 10 кВ это число 10, для сети 6 кВ – число 6 и для сети 6 – 10 кВ – 10 и 6 по формату

250 FORMAT(F2.0, 3X, F1.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 2	UN10	кВ	F2.0	10
6	UN6	кВ	F1.0	6

Среднее эксплуатационное напряжение

Перфорируется в отдельной строке по формату

262 FORMAT(8F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 10	UE10	кВ	F10.0	10.50
1 – 10	UE6	кВ	F10.0	6.4

Обобщенные характеристики сети

Перфорируются в отдельной строке по формату

260 FORMAT(3(I5, F10.0)):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 5	NLIN, NL6	шт	I5	155.
6 – 15	DLLIN, DL6	км	F10.0	3018.
16 – 20	NTRS, NTRS6	шт	I5	690.
21 – 30	STRANS, STRS6	МВА	F10.0	77.3
31 – 35	NTRA, NTRA6	шт	I5	1133.
36 – 45	STRANA, STRA6	МВА	F10.0	245.

Коэффициенты и статистики уравнения регрессии

Перфорируются в отдельной строке по формату
262 FORMAT(8F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 10	ANS1L	-	F10.0	-6.83
11 – 20	BL(1)	-	F10.0	1.01
21 – 30	BL(2)	-	F10.0	3.96
31 – 40	BL(3)	-	F10.0	-
41 – 50	OSDLIN	км	F10.0	8.24
51 – 60	SRLIN	км	F10.0	8.08
61 – 70	OSDTR	МВА	F10.0	0.544
71 – 80	SRTR	МВА	F10.0	3.198

Режимная информация

Режимная информация перфорируется в отдельной строке и только при совместном расчете сети 6 – 10 кВ по формату
262 FORMAT(8F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 10	W10, W6	МВт·ч	F10.0	349130.
11 – 20	TM10, TM6	ч	F10.0	3263.
21 – 30	TGF10, TGF6	-	F10.0	0.39
31 – 40	WT10, WT6	МВт·ч	F10.0	83788.
41 – 50	TMT10, TMT6	ч	F10.0	3263.
51 – 60	TGFT10, TGFT6	-	F10.0	0.39

Примечание: значение статистик и коэффициентов уравнения регрессии считываются с распечаток программы VSM.

Подготовка данных для 2 – го варианта расчета (с использованием значений $r_{эл}$ и $r_{эм}$, вычисленных по программе REKVIN)

Для проведения расчетов по 2 – ому варианту необходимо подготовить: номер варианта расчета, наименование энергосистемы и участка сети, номинальные напряжения, среднее эксплуатационное напряжение, обобщенные характеристики сети, данные по линиям.

Правила подготовки этой информации, за исключением данных по линиям, описаны выше.

Данные по линиям

Данные об одной линии перфорируются в отдельной строке по формату 21 FORMAT(A8, 2X, 2F10.0, A5, 2F10.0, A5, F10.0, I10):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 8	RLKOD	-	A8	ВОЛГА 1
11 – 20	RELIN	Ом	F10.0	1.14
21 – 30	RPLIN	А, МВА МВт·ч, кВА	F10.0	23.14
31 – 35	EDLIN	-	A5	А
36 – 45	RETR	Ом	F10.0	2.06
46 – 55	RPTR	А, МВА МВт·ч, кВА	A10.0	2.14
56 – 60	EDTR	-	A5	А
61 – 70	SABTP	кВА	F10.0	250.
71 – 80	NTPO	шт	I5	

Примечания:

1. Для всех распределительных линий режимные параметры должны быть одинаковыми, т. е. единица измерения RPLIN должна совпадать с единицей измерения RPTR.
2. Если режимный параметр задан как по линии, так и по трансформаторам, то параметр SABTP (мощность абонентских трансформаторов) кодировать не обязательно.

3. Если режимный параметр по трансформаторам данной линии неизвестен, то вместо него в позициях 46 – 55 обязательно перфорируется суммарная установленная мощность системных трансформаторов в кВА, а в позициях 61 – 70 – суммарная установленная мощность абонентских трансформаторов. В этом случае режимный параметр по трансформаторам рассчитывается в программе REK-VIS.

Подготовка данных для 3 – го варианта расчета (с использованием нелинейного уравнения регрессии и обобщенных данных по каждой распределительной линии)

Для проведения расчетов необходимо подготовить: номер варианта расчета, наименование энергосистемы и участка сети, номинальное напряжение, среднее эксплуатационное напряжение, обобщенные характеристики сети, коэффициенты и статистики нелинейного уравнения регрессии, данные по линиям.

Правила подготовки этой информации, за исключением данных по линиям, описаны выше. Коэффициенты и статистики нелинейного уравнения регрессии считываются с распечаток программы VSM.

Коэффициенты и статистики нелинейного уравнения регрессии

Эти данные перфорируются в отдельной строке по формату 262 FORMAT(8F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 10	ANS1L	-	F10.0	0.222
11 – 20	BL(1)	-	F10.0	0.963
21 – 30	BL(2)	-	F10.0	1.542
31 – 40	BL(3)	-	F10.0	0.
41 – 50	OSDLIN	км	F10.0	5.714
51 – 60	SRLIN	км	F10.0	6.3
61 – 70	OSDTR	кВА	F10.0	54.4
71 – 80	SRTR	кВА	F10.0	319.8

Данные по линиям

Данные об одной линии перфорируются в отдельной строке по формату
2 FORMAT(A8, 2X, 2F10.0, A5, 2F10.0, A5, F10.0, I10):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 8	RLKOD	-	A3	ВОЛГА 1
11 – 20	RELIN	км	F10.0	4.15
21 – 30	RPLIN	А, МВА, МВт·ч, кВА	F10.0	23.14
31 – 35	EDLIN	-	A5	А
36 – 45	RETR	кВА	F10.0	476.
46 – 55	RPTR	А, МВА, МВт·ч, кВА	F10.0	23.14
56 – 60	EDTR	-	A5	А
61 – 70	SABTP	кВА	F10.0	25.
71 – 80	NTPO	шт	I10	4

Примечания:

1. Напоминаем, что в данном варианте расчета:

RELIN – это суммарная длина линии, км;

RETR – суммарная мощность системных и абонентских трансформаторов линии, кВА;

SABTP – суммарная мощность абонентских трансформаторов, кВА.

2. Для всех распределительных линий режимные параметры должны быть одинаковыми, т. е. единица измерения RPLIN должна совпадать с единицей измерения RPTR.

3. Параметры SABTP (суммарная мощность абонентских трансформаторов) и NTPO (общее число системных и абонентских трансформаторов) перфорируются по каждой распределительной линии.

РЕКВИС. Формирование файла исходных данных

1 – ый вариант расчета (линейная модель)

Порядок следования и число строк в исходном файле данных зависит от цели расчета. При определении эквивалентных сопротивлений линий и трансформаторов в сети 10 кВ файл данных выглядит следующим образом:

- 1 – я строка – номер варианта расчета
- 2 – я строка – наименование энергосистемы и участка сети
- 3 – я строка – номинальное напряжение 10 кВ
- 4 – я строка – среднее эксплуатационное напряжение сети 10 кВ
- 5 – я строка – обобщенные характеристики сети 10 кВ
- 6 – я строка – коэффициенты и статистики уравнения регрессии
- 7 – я строка – ** (конец файла)

При расчете сети 6 кВ:

- 1 – я строка – номер варианта расчета
- 2 – я строка – наименование энергосистемы и участка сети
- 3 – я строка – номинальное напряжение сети 6 кВ
- 4 – я строка – среднее эксплуатационное напряжение сети 6 кВ
- 5 – я строка – обобщенные характеристики сети 6 кВ
- 6 – я строка – коэффициенты и статистики уравнения регрессии
- 7 – я строка – **

При расчете сети 6 – 10 кВ:

- 1 – я строка – номер варианта расчета
- 2 – я строка – наименование энергосистемы и участка сети
- 3 – я строка – номинальные напряжения : 10 и 6 кВ
- 4 – я строка – среднее эксплуатационное напряжение сети 10 кВ
- 5 – я строка – обобщенные характеристики сети 10 кВ
- 6 – я строка – режимная информация по сети 10 кВ
- 7 – я строка – среднее эксплуатационное напряжение сети 6 кВ
- 8 – я строка – обобщенные характеристики сети 6 кВ
- 9 – я строка – режимная информация по сети 6 кВ

10 – я строка – коэффициенты и статистики уравнения регрессии для сети 6-10 кВ

11 – я строка – **

2 – ой вариант расчета (по данным программы REKVIN)

Файл данных включает:

- 1 – я строка – номер варианта расчета
- 2 – я строка – наименование энергосистемы и участка сети
- 3 – я строка – номинальное напряжение (10 или 6 кВ)
- 4 – я строка – среднее эксплуатационное напряжение сети 10 или 6 кВ
- 5 – я строка – обобщенные характеристики сети
- 6 – я строка – данные по линиям (количество строк данных равно числу линий)
- 7 – я строка – **

3 – ий вариант расчета (с использованием нелинейного уравнения регрессии)

Файл данных включает:

- 1 – я строка – номер варианта расчета
- 2 – я строка – наименование энергосистемы и участка сети
- 3 – я строка – номинальное напряжение (10 или 6 кВ)
- 4 – я строка – среднее эксплуатационное напряжение сети
- 5 – я строка – обобщенные характеристики сети
- 6 – я строка – коэффициенты и статистики нелинейного уравнения регрессии
- 7 – я строка – данные по линиям
- 8 – я строка – **

Файл данных REKVIS1.DAT
(1 вариант расчета)

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА REKVIS

1 ВАРИАНТ РАСЧЕТА R ЭКВ. ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ЛИНЕЙНАЯ МОДЕЛЬ

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ REKVIS	Минск. 1995г. БГПА
----------------------------------	-----------------------

1	ESIS	Наименование энергосистемы (16 символов)	ЭНЕРГОСИСТЕМА
2	UST	Участок сети (16 символов)	ПЭС

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (10, 6 или 10 и 6 кВ совместно)
(Все числовые данные перфорируются с 61 – й по 70 – ю позиции включи-
тельно, единицы измерения – с 72 – й)

1	UN10	Номинальное напряжение	10 кВ
2	UE10	Среднее эксплуатационное напряжение	10.400 кВ
3	UN6	Номинальное напряжение	0 кВ
4	UE6	Среднее эксплуатационное напряжение	.000 кВ

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ
ОБОБЩЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕТИ

=====

NLIN	Число эквивалентируемых линий	351 шт
DLLIN	Суммарная протяженность линий	7252.000 км
NTRS	Число системных трансформаторов	3355 шт
STRANS	Установленная мощность системных трансформаторов	481.100 МВА
NTRA	Число абонентских трансформаторов	266 шт
STRANA	Мощность абонентских трансформаторов	74.850 МВА

КОЭФФИЦИЕНТЫ И СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ

=====

ANS1L	Свободный член линейного уравнения регрессии	-96.653
BL(1)	Коэффициент регрессии при суммарной длине линий	3.597
BL(2)	При суммарной установленной мощности тр – ров	128.758
BL(3)	Коэффициент при общем числе трансформаторов	-13.926
SRLIN	Среднее значение X_1 , где X_1 – сумма квадратов моментов мощностей	49.372
OSDLIN	Среднеквадратическое отклонение от среднего значения X_1	83.726 км
SRTR	Среднее значение потерь мощности К. З.	3.198 МВА
OSDTR	Среднеквадратическое отклонение от среднего значения потерь мощности К. З.	.544 МВА

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА REKVIS

2 ВАРИАНТ РАСЧЕТА R ЭКВ. ИСПОЛЬЗУЮТСЯ ДАННЫЕ ПРОГРАММЫ REKVIN

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ REKVIS	Минск. 1995г. БГПА
----------------------------------	-----------------------

1	ESIS	Наименование энергосистемы (16 символов)	ЭНЕРГОСИСТЕМА
2	UST	Участок сети (16 символов)	ПЭС

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (10, 6 или 10 и 6 кВ совместно)

(Все числовые данные перфорируются с 61 – й по 70 – ю позиции включительно, единицы измерения – с 72 – й)

1	UN10	Номинальное напряжение	10 кВ
2	UE10	Среднее эксплуатационное напряжение	10.400 кВ
3	UN6	Номинальное напряжение	0 кВ
4	UE6	Среднее эксплуатационное напряжение	.000 кВ

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ

ОБОБЩЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕТИ

NLIN	Число эквивалентируемых линий	5 шт
DLLIN	Суммарная протяженность линий	.000 км
NTRS	Число системных трансформаторов	31 шт
STRANS	Установленная мощность системных трансформаторов	.000 МВА
NTRA	Число абонентских трансформаторов	9 шт
STRANA	Мощность абонентских трансформаторов	.000 МВА

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ (перфорируются построчно по формату A8, 2X, 2F10.0, A5, 2F10.0, A5, F10.0, I10)

		Позиции строки
RLKOD	Код линии	1 – 8
RELIN	Эквивалентное сопротивление линии, Ом	11 – 20
RPLIN	Заданный режимный параметр (отпуск энергии, мощность, ток)	21 – 30
EDLIN	Единица измерения RPLIN (МВт·ч, кВт, А)	31 – 35
RETR	Эквивалентное сопротивление трансформаторов, Ом	36 – 45
RPTR	Режимный параметр (отпуск энергии, мощность, ток)	46 – 55
EDTR	Единица измерения RPTR (МВт·ч, кВт, А)	56 – 60
SABTP	Мощность абонентских трансформаторов, кВА	61 – 70
NTPO	Общее число трансформаторов, шт.	71 – 80

RLKOD	RELIN	RPLIN	EDLIN	RETR	RPTR	EDTR	SABTP	NTPO
Волга 1	1.14	23.10	A	2.06	23.01	A	.0	0
Волга 2	.92	36.80	A	.39	36.80	A	.0	0
Волга 3	1.26	78.10	A	.20	78.10	A	.0	0
Волга 4	.33	211.60	A	.35	211.60	A	.0	0
Волга 5	1.38	30.40	A	.00	30.40	A	.0	0

Файл данных REKVIS3.DAT
(3 вариант расчета)

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА REKVIS

3 ВАРИАНТ РАСЧЕТА R ЭКВ. ИСПОЛЬЗУЮТСЯ ДАННЫЕ ПРОГРАММЫ REKVIN

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ REKVIS	Минск. 1995г. БГПА
----------------------------------	-----------------------

1	ESIS	Наименование энергосистемы (16 символов)	ЭНЕРГОСИСТЕМА
2	UST	Участок сети (16 символов)	ПЭС

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (10, 6 или 10 и 6 кВ совместно)

(Все числовые данные перфорируются с 61 – й по 70 – ю позиции включительно, единицы измерения – с 72 – й)

1	UN10	Номинальное напряжение	10 кВ
2	UE10	Среднее эксплуатационное напряжение	10.400 кВ
3	UN6	Номинальное напряжение	0 кВ
4	UE6	Среднее эксплуатационное напряжение	.000 кВ

ДААННЫЕ ПО ЛИНИЯМ
ОБОБЩЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕТИ

=====

NLIN	Число эквивалентизируемых линий	15 шт
DLLIN	Суммарная протяженность линий	7252.000 км
NTRS	Число системных трансформаторов	3355 шт
STRANS	Установленная мощность системных трансформаторов	481.100 МВА
NTRA	Число абонентских трансформаторов	266 шт
STRANA	Мощность абонентских трансформаторов	74.850 МВА

КОЭФФИЦИЕНТЫ И СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ

=====

ANS1L	Свободный член линейного уравнения регрессии	-96.653
BL(1)	Коэффициент регрессии при суммарной длине линий	3.597
BL(2)	При суммарной установленной мощности тр – ров	128.758
BL(3)	Коэффициент при общем числе трансформаторов	-13.926
SRLIN	Среднее значение X_1 , где X_1 – сумма квадратов моментов мощностей	83.726
OSDLIN	Среднеквадратическое отклонение от среднего значения X_1	49.372 км
SRTR	Среднее значение потерь мощности К. З.	.544 МВА
OSDTR	Среднеквадратическое отклонение от среднего значения потерь мощности К. З.	3.198 МВА

ДААННЫЕ ПО ЛИНИЯМ (перфорируются построчно по формату A8, 2X, 2F10.0, A5, 2F10.0, A5, F10.0, I10)

		Поиции строки
RLKOD	Код линии	1 – 8
RELIN	Эквивалентное сопротивление линии, Ом	11 – 20
RPLIN	Заданный режимный параметр (отпуск энергии, мощность, ток)	21 – 30
EDLIN	Единица измерения RPLIN (МВт·ч, кВт, А)	31 – 35
RETR	Эквивалентное сопротивление трансформаторов, Ом	36 – 45
RPTR	Режимный параметр	46 – 55
EDTR	Единица измерения RPTR (МВт·ч, кВт, А)	56 – 60
SABTP	Мощность абонентских трансформаторов, кВА	61 – 70
NTPO	Общее число трансформаторов, шт.	71 – 80

RLKOD	RELIN	RPLIN	EDLIN	RETR	RPTR	EDTR	SABTP	NTPO
Волга 1	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	A5	25.00	4
Волга 2	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	A5	25.00	4
Волга 3	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	A5	25.00	4
Волга 4	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	A5	25.00	4
Волга 5	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	A5	25.00	4
Волга 6	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	A5	25.00	4
Волга 7	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	A5	25.00	4
Волга 8	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	A5	25.00	4
Волга 9	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	A5	25.00	4

Волга 10	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	A5	25.00	4
Волга 11	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	A5	25.00	4
Волга 12	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	A5	25.00	4
Волга 13	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	A5	25.00	4
Волга 14	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	A5	25.00	4
Волга 15	4.15	23.14	A5	476.00	23.14	A5	25.00	4

Файл результатов REKVIS.RES

1 ВАРИАНТ РАСЧЕТА R ЭКВ. ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ЛИНЕЙНАЯ МОДЕЛЬ

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ REKVIS	Минск. 1995г. БГПА
----------------------------------	-----------------------

1	ESIS	Наименование энергосистемы (16 символов)	ЭНЕРГОСИСТЕМА
2	UST	Участок сети (16 символов)	ПЭС

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (10, 6 или 10 и 6 кВ совместно)

(Все числовые данные перфорируются с 61 – й по 70 – ю позиции включительно, единицы измерения – с 72 – й)

1	UN10	Номинальное напряжение	10 кВ
2	UE10	Среднее эксплуатационное напряжение	10.400 кВ
3	UN6	Номинальное напряжение	0 кВ
4	UE6	Среднее эксплуатационное напряжение	.000 кВ

ДАнные по линиям
ОБОБЩЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕТИ

=====

NLIN	Число эквивалентируемых линий	351 шт
DLLIN	Суммарная протяженность линий	7252.000 км
NTRS	Число системных трансформаторов	3355 шт
STRANS	Установленная мощность системных трансформаторов	481.100 МВА
NTRA	Число абонентских трансформаторов	266 шт
STRANA	Мощность абонентских трансформаторов	74.850 МВА

КОЭФФИЦИЕНТЫ И СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ

=====

ANS1L	Свободный член линейного уравнения регрессии	-96.653
BL(1)	Коэффициент регрессии при суммарной длине линий	3.597
BL(2)	При суммарной установленной мощности тр – ров	128.758
BL(3)	Коэффициент при общем числе трансформаторов	-13.926
SRLIN	Среднее значение X_1 , где X_1 – сумма квадратов моментов мощностей	83.726 км
OSDLIN	Среднеквадратическое отклонение от среднего значения X_1	49.372 км
SRTR	Среднее значение потерь мощности К. З.	.544 МВА
OSDTR	Среднеквадратическое отклонение от среднего значения потерь мощности К. З.	3.198 МВА

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

ЭНЕРГОСИСТЕМА	ЭНЕРГОСИСТЕМА
ПРЕДПРИЯТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	ПЭС

Номин. напря – жение	ЛИНИИ				ТРАНСФОРМАТОРЫ			
	Количество ЛЭП	Общая протя – женность	Эквивалент. сопротивл.	Погреш – ность	Количество	Установлен – ная мощ – ть	Эквивалент. сопротивл.	Погреш – ность
кВ	-	км	Ом	%	-	МВА	Ом	%
10	351	7252.00	.0431	9.05	3621	555.95	.003768	.29

1. 6. Программа TERAS расчета величины, оценки погрешностей и доверительных интервалов потерь электроэнергии в электрических сетях 6 – 10 кВ

TERAS. Назначение и краткая характеристика программы

Основное назначение программы /2/: расчет, оценка погрешностей и доверительных интервалов потерь электроэнергии в произвольной совокупности сетей 6 (10) кВ рассматриваемого структурного подразделения энергосистемы (района, предприятия электрических сетей...). В качестве исходных данных (файлы TER10.DAT, TER6.DAT) в программе используются численные значения обобщенных эквивалентных сопротивлений линий и трансформаторов и погрешности их определения, рассчитанные по программе REKVIS, среднее эксплуатационное напряжение сети, а также в общем случае следующие режимные агрегированные (в целом по всей сети) параметры: отпуск активной и реактивной энергии в сеть (W_a , W_p), максимальные и минимальные мощности активной и реактивной нагрузки ($P_{iàèñ}$, $P_{ièí}$, $Q_{iàèñ}$, $Q_{ièí}$). В случае отсутствия некоторых из этих данных дополнительно задаются средневзвешенные значения коэффициентов реактивной мощности и формы графика суммарной нагрузки сети ($tg(\varphi)$, dr), а также время использования максимальной активной нагрузки сети (T_{ma}). По каждому режимному параметру в относительных единицах задается его погрешность. Если погрешность показателя не задана (или пропущена), она автоматически принимается в программе равной 5%. Расчеты могут выполняться отдельно для напряжения 6 и 10 кВ или совместно для 6 – 10 кВ. Результаты расчета печатаются в табличном виде отдельно для напряжений 6 и 10 кВ, а также совместно при 6 - 10 кВ (см. , например, файл TER610.RES). В таблицах указываются: название структурного подразделения, номинальное напряжение, математические ожидания и доверительные интервалы потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах (переменных и постоянных), суммарных потерь в сетях, в том числе переменных и постоянных. В частном случае программа TERAS может быть использована для оценки величины и структуры потерь в сети 6 – 10 кВ по отдельным распределительным линиям. В этом случае в качестве исходных в программе TERAS используются численные значения индивидуальных эквивалентных сопротивлений линий и трансформаторов, рассчитанные по программе REKVIN, а все агрегированные режимные характеристики задаются по каждой распределительной линии.

TERAS. Основные методические положения

Данные методические положения изложены применительно к оценке потерь по обобщенным эквивалентным сопротивлениям $R_{y\bar{e}}$, $R_{y\bar{o}}$. При определении технических потерь электроэнергии в распределительных сетях в условиях неполноты и недостоверности исходной информации целесообразно использовать обобщенное представление этих сетей и режимов их функционирования. При этом в электрических сетях указанного класса часто применяют представление распределительной линии одним эквивалентным сопротивлением /1 – 2/. Такой подход сохраняется и при расчете потерь в трансформаторах, подключенных к этой же распределительной линии. Дальнейшее развитие метод эквивалентного сопротивления получил при его использовании для эквивалентирования всех электрических сетей одного номинального напряжения рассматриваемого структурного подразделения энергосистемы /2/. И расчет численных значений обобщенных эквивалентных сопротивлений линий $R_{y\bar{e}}$ и трансформаторов $R_{y\bar{o}}$ распределительных сетей рассматриваемого структурного подразделения рекомендуется выполнять на основе линейных статистических моделей эквивалентных сопротивлений. Методика построения таких моделей приведена в /2/, а для проведения расчетов автором разработана соответствующая программа /5/. Зная $R_{y\bar{e}}$ и $R_{y\bar{o}}$ всей совокупности сетей линий рассматриваемого структурного подразделения, можно рассчитать потери электрической энергии. При этом в качестве режимных данных целесообразно использовать параметры, легко получаемые в информационном отношении и содержащиеся в соответствующих формах отчетности. Сформулированным условиям в наибольшей степени удовлетворяют методы расчета потерь электроэнергии, приведенные в работах /3, 4/. Эти методы рассчитаны на применение в условиях неполноты (или отсутствия) информации о графиках нагрузки. Они имеют более высокую точность, чем другие аналогичные методы, поскольку используют в качестве основного режимного параметра один из интегральных показателей режима – передаваемую электроэнергию или производные от нее величины: средние по времени ток или мощность. В большинстве практических случаев данные методы расчета потерь в разомкнутых электрических сетях обеспечивают погрешность не более 10% / 4 /. Исходя из изложенного, в основу алгоритма определения потерь электроэнергии в программе TERAS положен метод /4/. Основные расчетные соотношения метода приведены ниже.

Суммарные потери электроэнергии в распределительных сетях одного номинального напряжения dW_c определяются суммой трех составляющих – нагрузоч-

ных (переменных) потерь в линиях dW_{ei} , трансформаторах dW_{oi} и потерь холостого хода (постоянных) в трансформаторах dW_{oo} :

$$dW_c = dW_{ei} + dW_{oi} + dW_{oo}. \quad (1.10)$$

Переменные потери электрической энергии dW_{ii} могут быть определены по формуле:

$$dW_{ii} = \frac{R_y}{U_y^2} \cdot (P_{iaen}^2 \cdot \tau_a + Q_{iaen}^2 \cdot \tau_\delta), \quad (1.11)$$

где R_y – эквивалентное сопротивление линий или трансформаторов;

P_{iaen} , Q_{iaen} – максимальное значение активной и реактивной мощности за расчетный период времени;

τ_a – время максимальных потерь от передачи активной мощности;

τ_δ – то же, реактивной мощности;

U_y – среднее эксплуатационное напряжение.

Выразим P_{iaen} и Q_{iaen} через потоки активной W_a и реактивной W_δ энергии:

$$P_{iaen} = \frac{W_a}{T_{ia}}, \quad Q_{iaen} = \frac{W_\delta}{T_{i\delta}}, \quad (1.12)$$

где T_{ia} – расчетная продолжительность максимума активной нагрузки;

$T_{i\delta}$ – расчетная продолжительность максимума реактивной нагрузки.

Подставляя значения P_{iaen} и Q_{iaen} , выраженные через W_a и W_δ в формулу (1.11), получим:

$$dW_{ii} = \frac{R_y}{U_y^2} \cdot \left(\frac{W_a^2}{T_{ia}^2} \cdot \tau_a + \frac{W_\delta^2}{T_{i\delta}^2} \cdot \tau_\delta \right). \quad (1.13)$$

Примем, что

$$da = \frac{\tau_a}{T_{ia}^2}, \quad dp = \frac{\tau_\delta}{T_{i\delta}^2}.$$

Тогда

$$dW_{ii} = \frac{R_{\gamma}}{U_{\gamma}^2} \cdot (W_a^2 \cdot da + W_d^2 \cdot dp). \quad (1.14)$$

После простейших преобразований получим

$$dW_{ii} = \frac{R_{\gamma}}{U_{\gamma}^2} \cdot W_a^2 \cdot (da + dp \cdot tg(\varphi)). \quad (1.15)$$

Из приведенных методических положений видно, что все распределительные линии одного номинального напряжения можно представить в виде эквивалентной цепочки, состоящей из двух обобщенных эквивалентных сопротивлений – $R_{\gamma\bar{e}}$, $R_{\gamma\bar{d}}$. Рассматривая все режимные параметры применительно к этой эквивалентной схеме с той же степенью обобщения, т. е. суммарный отпуск активной энергии в сеть W_a , среднее значение эксплуатационного напряжения шин U_{γ} , коэффициенты реактивной мощности $tg(\varphi)$ и графиков нагрузки dr головных участков эквивалентизируемых линий, запишем выражение для оценки потерь электроэнергии в линиях:

$$dW_{ei} = \frac{W_a^2 \cdot \left(1 + \bar{tg}^2(\varphi)\right)}{U_{\gamma}^2} \cdot R_{\gamma\bar{e}} \cdot \bar{dr}. \quad (1.16)$$

Нагрузочные потери в трансформаторах определяются по величине $R_{\gamma\bar{d}}$ и формуле аналогичной (1.16). В выражении (1.16) W_a может определяться, например, как сумма показаний электросчетчиков, фиксирующих энергию, переданную по головным участкам M линий $W_a = \sum W_{ai}$.

Величины \bar{U}_{γ} , $\bar{tg}(\varphi)$, \bar{dr} вычисляются как выборочные средние по формулам:

$$\bar{U}_{\gamma} = \frac{1}{M} \cdot \sum (U_{\gamma i}); \quad \bar{tg}(\varphi) = \frac{1}{M} \cdot \sum \left(\bar{tg}(\varphi) \right); \quad \bar{dr} = \frac{1}{M} \cdot \sum (dr_i).$$

Статистический анализ режимной информации электрических сетей напряжением 10 кВ одного сетевого предприятия позволил определить выборочные средние и средние квадратические отклонения интересующих параметров:

$$\begin{aligned} \bar{U}_y &= 10.2 \text{ кВ}; & S_{uy} &= 0.067 \text{ кВ}; & \bar{t}g(\varphi) &= 0.55; & Stg(\varphi) &= 0.083; \\ dr &= 0.00015 \text{ 1/ч}; & Sd_2 &= 0.00002 \text{ 1/ч}. \end{aligned}$$

Формулы (1. 13) и (1. 14) используются для определения потерь электроэнергии как в линиях, так и трансформаторах распределительных сетей. Коэффициенты da и dp зависят от формы графиков активной и реактивной нагрузки по продолжительности. Эти графики в распределительных сетях формируются под влиянием множества факторов и имеют обычно плавно убывающий вид. Для аппроксимации таких графиков рекомендуется использовать аналитические зависимости от времени вида:

$$P = P_{i\bar{a}\bar{e}\bar{n}} - (P_{i\bar{a}\bar{e}\bar{n}} - P_{i\bar{e}\bar{i}}) \cdot \left(\frac{t}{t_{\bar{o}}} \right)^{Y_a}, \quad (1. 17)$$

$$Q = Q_{i\bar{a}\bar{e}\bar{n}} - (Q_{i\bar{a}\bar{e}\bar{n}} - Q_{i\bar{e}\bar{i}}) \cdot \left(\frac{t}{t_{\bar{o}}} \right)^{Y_p},$$

ИЛИ

$$P = P_{i\bar{e}\bar{i}} - (P_{i\bar{a}\bar{e}\bar{n}} - P_{i\bar{e}\bar{i}}) \cdot \left(1 - \frac{t}{t_{\bar{o}}} \right)^{1/Y_a}, \quad (1. 18)$$

$$Q = Q_{i\bar{e}\bar{i}} - (Q_{i\bar{a}\bar{e}\bar{n}} - Q_{i\bar{e}\bar{i}}) \cdot \left(1 - \frac{t}{t_{\bar{o}}} \right)^{1/Y_p},$$

где $P_{i\bar{a}\bar{e}\bar{n}}$, $Q_{i\bar{a}\bar{e}\bar{n}}$, $P_{i\bar{e}\bar{i}}$, $Q_{i\bar{e}\bar{i}}$ – значения максимальных и минимальных нагрузок за расчетный период t_p ;

$t_{\bar{o}}$ – фактическое время работы сети.

Вспомогательные коэффициенты Y_a и Y_p определяются по формулам

$$Y_a = \frac{P_{\bar{n}\bar{o}} - P_{i\bar{e}\bar{i}}}{P_{i\bar{a}\bar{e}\bar{n}} - P_{\bar{n}\bar{o}}}, \quad (1. 19)$$

$$Y_p = \frac{Q_{\bar{n}\bar{o}} - Q_{i\bar{e}\bar{i}}}{Q_{i\bar{a}\bar{e}\bar{n}} - Q_{\bar{n}\bar{o}}}. \quad (1. 20)$$

Для выбора аппроксимирующих зависимостей вида (1. 17) или (1. 18) не требуется знать форму реального графика нагрузки по продолжительности. Достаточно иметь лишь величины $P_{i\dot{a}\dot{e}\dot{n}}$, $Q_{i\dot{a}\dot{e}\dot{n}}$, $P_{i\dot{e}\dot{i}}$, $Q_{i\dot{e}\dot{i}}$, $P_{\dot{n}\dot{o}}$, $Q_{\dot{n}\dot{o}}$, необходимые для расчета численных значений коэффициентов da и dp . При этом, если $Y_a, Y_p \leq 1$ рекомендуется использовать формулы (1. 17), а в случае $Y_a, Y_p < 1$ – зависимости вида (1. 18). Численные значения коэффициентов da и dp определяются в этих случаях по формулам

$$da = \left(1 + \frac{D_a}{P_{\dot{n}\dot{o}}^2} \right) \cdot \frac{1}{t_{\dot{o}}}, \quad (1. 21)$$

$$dp = \left(1 + \frac{D_p}{Q_{\dot{n}\dot{o}}^2} \right) \cdot \frac{1}{t_{\dot{o}}}, \quad (1. 22)$$

где D_a, D_p – дисперсии активной и реактивной мощности.

Величина D_a рассчитывается по одному из двух соотношений:

при $Y_a \geq 1$

$$D_a = \frac{(P_{i\dot{a}\dot{e}\dot{n}} - P_{\dot{n}\dot{o}}) \cdot (P_{\dot{n}\dot{o}} - P_{i\dot{e}\dot{i}})^2}{P_{i\dot{a}\dot{e}\dot{n}} - P_{\dot{n}\dot{o}} - 2 \cdot P_{i\dot{e}\dot{i}}}, \quad (1. 23)$$

При $Y_a < 1$

$$D_a = \frac{(P_{i\dot{a}\dot{e}\dot{n}} - P_{\dot{n}\dot{o}})^2 \cdot (P_{\dot{n}\dot{o}} - P_{i\dot{e}\dot{i}})}{2 \cdot P_{i\dot{a}\dot{e}\dot{n}} - P_{\dot{n}\dot{o}} - P_{i\dot{e}\dot{i}}}. \quad (1. 24)$$

Формулы для определения D_p такие же, только вместо соответствующих значений активной мощности в выражения (1. 23, 1. 24) подставляются значения реактивной мощности. Формулы (1. 10 – 1. 24) используются при расчете нагрузочных потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах распределительной сети рассматриваемого структурного подразделения энергосистемы. Постоянные потери энергии $dW_{\dot{o}\dot{o}}$ в трансформаторах определяются по уравнению регрессии /2/:

$$dW_{\delta\delta} = (0.09356 \cdot N_{\delta} + 2.3276 \cdot S_{\delta\delta}) \cdot t_{\delta}, \quad (1.25)$$

где N_{δ} – общее число системных трансформаторов в сети;

$S_{\delta\delta}$ – суммарная установленная мощность трансформаторов.

При известной погрешности расчета потерь холостого хода в трансформаторах $d(dW_{\delta\delta})$ среднеквадратическая погрешность расчета потерь электроэнергии по сети в целом $d(dW_c)$ определяется по формуле

$$d(dW_c) = \sqrt{(d^2(dW_{\delta}) + d^2(dW_{\delta i}) + d^2(dW_{\delta\delta}))}, \quad (1.26)$$

а соответствующий ей доверительный интервал расчетных значений потерь

$$dW_c = (1 \pm T_i \cdot (d(dW_c))),$$

где T_i табличное значение критерия Стьюдента. В формуле (1.26): $d(dW_{\delta i})$, $d(dW_{\delta i})$, $d(dW_{\delta\delta})$ – это погрешности расчета потерь электроэнергии соответственно в линиях и трансформаторах, которые считаются в программе по полученным аналитическим соотношениям в зависимости от заданных погрешностей исходных данных [2].

Программа предполагает использование формулы (1.15) и ориентирована на работу в условиях неполноты исходной режимной информации. Для этого в зависимости от имеющейся информации предусмотрен автоматический выбор одного из 16 запрограммированных вариантов расчета, приведенных в табл. 1. В этой же таблице приведены ориентировочные численные данные для проведения отладочных расчетов.

Таблица 1.1

N п/п	WAL 1	WRL 2	TGFL 3	TMAL 4	PMAXL 5	PMINL 6	QMAXL 7	QMINL 8	DSTATL 9
--	МВт·ч	МВАр·ч	о. е.	ч	МВт	МВт	МВАр	МВАр	1/ч
--	475000	237500	0.5	4500	105.6	63.3	52.77	31.77	0.0015
1	+	+	-	-	+	+	+	+	-
2	+	+	-	-	+	+	+	-	-

3	+	+	-	-	+	+	-	-	-
4	+	+	-	-	+	-	-	-	-
5	+	+	-	+	-	-	-	-	-
6	+	-	-	-	-	-	-	-	+
7	+	-	+	-	+	+	+	+	-
8	+	-	+	-	+	+	+	-	-
9	+	-	+	-	+	+	-	-	-
10	+	-	+	-	+	-	-	-	-
11	+	-	+	+	-	-	-	-	-
12	-	-	+	+	+	+	+	+	-
13	-	-	+	+	+	+	+	-	-
14	-	-	+	+	+	+	-	-	-
15	-	-	+	+	+	-	-	-	-
16	+	-	+	-	-	-	-	-	+

В табл.1. 1 "+" указывает на наличие информации, а "-" – на ее отсутствие. Предусмотренные варианты обеспечивают максимальную "живучесть" программы: для ее работы в предельном случае информационной необеспеченности необходимо задать лишь один из режимных параметров – отпуск активной энергии или максимальную активную нагрузку, а недостающая информация определяется по среднестатистическим данным с использованием корреляционных связей, которые заложены в программе. Естественно, что в этом случае погрешность расчета и величина доверительного интервала потерь будут наибольшими.

TERAS. Работа с программой

Программа TERAS может работать в режиме диалога и при считывании данных с магнитного диска (гибкого или жесткого).

Диалоговый режим работы программы TERAS

В диалоговом режиме программа последовательно запрашивает необходимые исходные данные. Пользователь набирает эти данные и после набора каждого из них нажимает клавишу "Ввод". Вместо отсутствующих данных перфорируются нули (это допускается). После набора исходной информации она записывается на магнитный диск. Если в данных есть ошибки, они могут быть исправлены уже в файле данных или при повторной работе в режиме диалога. Результаты

расчета записываются в соответствующие файлы (имена файлов задаются пользователем).

Работа с программой TERAS при считывании данных с магнитного диска.

В указанном режиме после вызова программы пользователю достаточно на запрос программы: <<наберите имя файла данных>>, набрать имя файла данных и затем имя файла результатов расчета.

Имена файлов данных для проведения контрольных расчетов следующие:

при расчете сети 6 кВ	TER6.DAT	TER6.RES
при расчете сети 10 кВ	TER10.DAT	TER10.RES
при расчете сети 6 – 10 кВ	TER610.DAT	TER610.RES

Файл данных TER6.DAT

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ TERAS	Минск. 1995г. БГПА
---------------------------------	-----------------------

1	ESIS	Наименование энергосистемы (16 символов)	Минскэнерго
2	UST	Участок сети (16 символов)	ПЭС – 2

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (Одно из двух или два совместно)
(Все числовые данные перфорируются с 61 – й по 72 – ю позиции включительно, единицы измерения – с 74 – й)

1	UN10	Номинальное напряжение	0. кВ
2	UN6	Номинальное напряжение	6. кВ

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ

(23 показателя)

1	USRL	Среднее эксплуатационное напряжение	10.40 кВ
2	DUSRL	Погрешность USRL	.05%
3	NLIN	Общее число линий в рассчитываемой сети	351.00 шт.

4	RSTL	Эквивалентное сопротивление линий	.04310 Ом
5	DREL	Погрешность расчета RSTL	.05%
6	WAL	Отпуск активной энергии за время TRAS	475000.00 МВт·ч
7	DWAL	Погрешность WAL	.05%
8	WRL	Отпуск реактивной энергии	237500.00 МВАр·ч
9	DWRL	Погрешность WRL	.05%
10	TGFL	Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки	.00000
11	DTGFL	Погрешность TGFL	.05%
12	TMAL	Расчетная продолжительность максимума нагрузки	.00 ч
13	DTMAL	Погрешность TMAL	.05%
14	PMAXL	Максимальное значение активной нагрузки	.00 МВт
15	DPMAXL	Погрешность PMAXL	.05%
16	PMINL	Минимальное значение	.00 МВт
17	DPMINL	Погрешность PMINL	.05%
18	QMAXL	Максимальное значение реактивной нагрузки	.00 МВАр
19	DQMAXL	Погрешность QMAXL	.05%
20	QMINL	Минимальное значение	.00 МВАр
21	DQMINL	Погрешность QMINL	.05%
22	DSTATL	Статистическое значение коэффициента формы графика нагрузки (0.00015)	.00015
23	DDSTAL	Погрешность DSTATL	.05%

ДАННЫЕ ПО ТРАНСФОРМАТОРАМ
(Всего 25 показателей)

1	USRT	Среднее эксплуатационное напряжение	9.90 кВ
2	DUSRT	Погрешность USRT	.05%
3	NTR	Общее число трансформаторов	3355.00 шт.
4	RSTTR	Эквивалентное сопротивление тр – ров	.00380 Ом
5	DRETR	Погрешность расчета RSTTR	.05%
6	WAT	Отпуск активной энергии	475000.00 МВт·ч
7	DWAT	Погрешность WAT	.05%
8	WRT	Отпуск реактивной энергии	237500.00 МВАр·ч

9	DWRT	Погрешность WRT	.05%
10	TGFT	Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки	.00000
11	DTGFT	Погрешность TGFT	.05%
12	TMAT	Расчетная продолжительность максимума нагрузки	.00 ч
13	DTMAT	Погрешность TМАТ	.05%
14	PMAHT	Максимальное значение активной нагрузки	.00 МВт
15	DPMAHT	Погрешность PMAHT	.05%
16	PMINT	Минимальное значение	.00 МВт
17	DPMINT	Погрешность PMINT	.05%
18	QMAHT	Максимальное значение реактивной нагрузки	.00 МВАр
19	DQMAHT	Погрешность QMAHT	.05%
20	QMINT	Минимальное значение	.00 МВАр
21	DQMINT	Погрешность QMINT	.05%
22	DSTATT	Статистическое значение коэффициента формы	.00015
23	DDSTAT	Погрешность DSTATT	.05%
24	STRAN	Суммарная мощность системных трансформаторов	481.10 МВА
25	TRAS	Расчетный период	744.00 ч

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6 – 10 кВ
 ЭНЕРГОСИСТЕМА – Минскэнерго
 ПРЕДПРИЯТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ – ПЭС – 2

Номинальное напряжение	Структура результатов	ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ					
		Переменные	Доверит. интервал	Погрешность	Постоянные	Доверит. интервал	Погрешность
		МВт·ч	МВт·ч	%	МВт·ч	МВт·ч	%
6 кВ	В трансформаторах	1640.2	1164.8 – 2115.6	14.49	1066.7	1060.7 – 1072.7	.28
	В линиях	16857.7	11971.9 – 21743.6	14.49	**	**	**
	Сумма потерь по видам	18497.9	10916.0 – 26079.9	20.49	1066.7	1060.7 – 1072.7	.28

	Всего	19564.6	11544.8 – 27584.5	20.50	**	**	**
--	-------	---------	-------------------	-------	----	----	----

ПРОЦЕНТ ПОТЕРЬ В СЕТИ 6 кВ

ОТПУСК ЭНЕРГИИ В СЕТЬ	475000.0 МВт·ч	**
ПРОПУСК ЭНЕРГИИ ЧЕРЕЗ ТРАНСФОРМАТОРЫ	475000.0 МВт·ч	**
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ	16857.7 МВт·ч	3.55%
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ	1640.2 МВт·ч	.35%
СУММАРНЫЕ НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ	18497.9 МВт·ч	3.89%
ПОТЕРИ В СТАЛИ ТРАНСФОРМАТОРОВ	1066.7 МВт·ч	.22%
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	19564.6 МВт·ч	4.12%

Файл данных TER10.DAT

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ TERAS	Минск. 1995г. БГПА
---------------------------------	-----------------------

1	ESIS	Наименование энергосистемы (16 символов)	Минскэнерго
2	UST	Участок сети (16 символов)	ПЭС – 2

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (Одно из двух или два совместно)

(Все числовые данные перфорируются с 61 – й по 72 – ю позиции включительно, единицы измерения – с 74 – й)

1	UN10	Номинальное напряжение	10. кВ
2	UN6	Номинальное напряжение	0. кВ

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ

(23 показателя)

1	USRL	Среднее эксплуатационное напряжение	10.40 кВ
2	DUSRL	Погрешность USRL	.05%
3	NLIN	Общее число линий в рассчитываемой сети	351.00 шт.
4	RSTL	Эквивалентное сопротивление линий	.04310 Ом
5	DREL	Погрешность расчета RSTL	.05%
6	WAL	Отпуск активной энергии за время TRAS	475000.00 МВт·ч
7	DWAL	Погрешность WAL	.05%
8	WRL	Отпуск реактивной энергии	237500.00 МВАр·ч
9	DWRL	Погрешность WRL	.05%
10	TGFL	Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки	.00000
11	DTGFL	Погрешность TGFL	.05%
12	TMAL	Расчетная продолжительность максимума нагрузки	.00 ч

13	DTMAL	Погрешность TMAL	.05%
14	PMAXL	Максимальное значение активной нагрузки	.00 МВт
15	DPMAXL	Погрешность PMAXL	.05%
16	PMINL	Минимальное значение	.00 МВт
17	DPMINL	Погрешность PMINL	.05%
18	QMAXL	Максимальное значение реактивной нагрузки	.00 МВАр
19	DQMAXL	Погрешность QMAXL	.05%
20	QMINL	Минимальное значение	.00 МВАр
21	DQMINL	Погрешность QMINL	.05%
22	DSTATL	Статистическое значение коэффициента формы графика нагрузки (0.00015)	.00015
23	DDSTAL	Погрешность DSTATL	.05%

ДАННЫЕ ПО ТРАНСФОРМАТОРАМ
(Всего 25 показателей)

1	USRT	Среднее эксплуатационное напряжение	9.90 кВ
2	DUSRT	Погрешность USRT	.05%
3	NTR	Общее число трансформаторов	3355.00 шт.
4	RSTTR	Эквивалентное сопротивление тр – ров	.00380 Ом
5	DRETR	Погрешность расчета RSTTR	.05%
6	WAT	Отпуск активной энергии	475000.00 МВт·ч
7	DWAT	Погрешность WAT	.05%

8	WRT	Отпуск реактивной энергии	237500.00 МВАр·ч
9	DWRT	Погрешность WRT	.05%
10	TGFT	Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки	.00000
11	DTGFT	Погрешность TGFT	.05%
12	TMAT	Расчетная продолжительность максимума нагрузки	.00 ч
13	DTMAT	Погрешность TМАТ	.05%
14	PMAHT	Максимальное значение активной нагрузки	.00 МВт
15	DPMAHT	Погрешность PMAHT	.05%
16	PMINT	Минимальное значение	.00 МВт
17	DPMINT	Погрешность PMINT	.05%
18	QMAHT	Максимальное значение реактивной нагрузки	.00 МВАр
19	DQMAHT	Погрешность QMAHT	.05%
20	QMINT	Минимальное значение	.00 МВАр
21	DQMINT	Погрешность QMINT	.05%
22	DSTATT	Статистическое значение коэффициента формы	.00015
23	DDSTAT	Погрешность DSTATT	.05%
24	STRAN	Суммарная мощность системных трансформаторов	481.10 МВА
25	TRAS	Расчетный период	744.00 ч

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6 – 10 кВ
 ЭНЕРГОСИСТЕМА – Минскэнерго
 ПРЕДПРИЯТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ – ПЭС – 2

Номинальное напряжение	Структура результатов	ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ					
		Переменные	Доверит. интер- вал	Погрешность	Постоянные	Доверит. интер- вал	Погрешность
		МВт·ч	МВт·ч	%	МВт·ч	МВт·ч	%
10 кВ	В трансфор- маторах	1640.2	1164.8 – 2115.6	14.49	1066.7	1060.7 – 1072.7	.28
	В линиях	16857.7	11971.9 – 21743.6	14.49	**	**	**
	Сумма по- терь по ви- дам	18497.9	10916.0 – 26079.9	20.49	1066.7	1060.7 – 1072.7	.28
	Всего	19564.6	11544.8 – 27584.5	20.50	**	**	**

ПРОЦЕНТ ПОТЕРЬ В СЕТИ 10 кВ

ОТПУСК ЭНЕРГИИ В СЕТЬ	475000.0 МВт·ч	**
ПРОПУСК ЭНЕРГИИ ЧЕРЕЗ ТРАНСФОРМАТОРЫ	475000.0 МВт·ч	**
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ	16857.7 МВт·ч	3.55%
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ	1640.2 МВт·ч	.35%
СУММАРНЫЕ НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ	18497.9 МВт·ч	3.89%
ПОТЕРИ В СТАЛИ ТРАНСФОРМАТОРОВ	12559.2 МВт·ч	.22%
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	31057.2 МВт·ч	4.12%

Файл данных TER610.DAT

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ TERAS	Минск. 1995г. БГПА
---------------------------------	-----------------------

1	ESIS	Наименование энергосистемы (16 символов)	Минскэнерго
2	UST	Участок сети (16 символов)	ПЭС – 2

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (Одно из двух или два совместно)

(Все числовые данные перфорируются с 61 – й по 72 – ю позиции включительно, единицы измерения – с 74 – й)

1	UN10	Номинальное напряжение	10. кВ
2	UN6	Номинальное напряжение	6. кВ

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ

(23 показателя)

1	USRL	Среднее эксплуатационное напряжение	10.40 кВ
2	DUSRL	Погрешность USRL	.00%
3	NLIN	Общее число линий в рассчитываемой сети	351.00 шт.
4	RSTL	Эквивалентное сопротивление линий	.04310 Ом
5	DREL	Погрешность расчета RSTL	.00%
6	WAL	Отпуск активной энергии за время TRAS	475000.00 МВт·ч
7	DWAL	Погрешность WAL	.00%
8	WRL	Отпуск реактивной энергии	237500.00 МВАр·ч
9	DWRL	Погрешность WRL	.00%
10	TGFL	Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки	.00000
11	DTGFL	Погрешность TGFL	.00%
12	TMAL	Расчетная продолжительность максимума нагрузки	.00 ч
13	DTMAL	Погрешность TMAL	.00%
14	PMAXL	Максимальное значение активной нагрузки	.00 МВт
15	DPMAXL	Погрешность PMAXL	.00%
16	PMINL	Минимальное значение	.00 МВт
17	DPMINL	Погрешность PMINL	.00%

18	QMAXL	Максимальное значение реактивной нагрузки	.00 МВАр
19	DQMAXL	Погрешность QMAXL	.00%
20	QMINL	Минимальное значение	.00 МВАр
21	DQMINL	Погрешность QMINL	.00%
22	DSTATL	Статистическое значение коэффициента формы графика нагрузки (0.00015)	.00015
23	DDSTAL	Погрешность DSTATL	.00%

ДАННЫЕ ПО ТРАНСФОРМАТОРАМ
(Всего 25 показателей)

1	USRT	Среднее эксплуатационное напряжение	9.90 кВ
2	DUSRT	Погрешность USRT	.00%
3	NTR	Общее число трансформаторов	3355.00 шт.
4	RSTTR	Эквивалентное сопротивление тр – ров	.00380 Ом
5	DRETR	Погрешность расчета RSTTR	.00%
6	WAT	Отпуск активной энергии	475000.00 МВт·ч
7	DWAT	Погрешность WAT	.00%
8	WRT	Отпуск реактивной энергии	237500.00 МВАр·ч
9	DWRT	Погрешность WRT	.00%
10	TGFT	Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки	.00000
11	DTGFT	Погрешность TGFT	.00%

12	TMAT	Расчетная продолжительность максимума нагрузки	.00 ч
13	DTMAT	Погрешность TMAT	.00%
14	PMAHT	Максимальное значение активной нагрузки	.00 МВт
15	DPMAHT	Погрешность PMAHT	.00%
16	PMINT	Минимальное значение	.00 МВт
17	DPMINT	Погрешность PMINT	.00%
18	QMAHT	Максимальное значение реактивной нагрузки	.00 МВАр
19	DQMAHT	Погрешность QMAHT	.00%
20	QMINT	Минимальное значение	.00 МВАр
21	DQMINT	Погрешность QMINT	.00%
22	DSTATT	Статистическое значение коэффициента формы	.00015
23	DDSTAT	Погрешность DSTATT	.00%
24	STRAN	Суммарная мощность системных трансформаторов	481.10 МВА
25	TRAS	Расчетный период	744.00 ч

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ TERAS	Минск. 1995г. БГПА
---------------------------------	-----------------------

1	ESIS	Наименование энергосистемы (16 символов)	Минскэнерго
2	UST	Участок сети (16 символов)	ПЭС – 2

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (Одно из двух или два совместно)

(Все числовые данные перфорируются с 61 – й по 72 – ю позиции включительно, единицы измерения – с 74 – й)

1	UN10	Номинальное напряжение	10. кВ
2	UN6	Номинальное напряжение	6. кВ

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ

(23 показателя)

1	USRL	Среднее эксплуатационное напряжение	10.40 кВ
2	DUSRL	Погрешность USRL	.00%
3	NLIN	Общее число линий в рассчитываемой сети	351.00 шт.
4	RSTL	Эквивалентное сопротивление линий	.04310 Ом
5	DREL	Погрешность расчета RSTL	.00%
6	WAL	Отпуск активной энергии за время TRAS	475000.00 МВт·ч
7	DWAL	Погрешность WAL	.00%
8	WRL	Отпуск реактивной энергии	237500.00 МВАр·ч
9	DWRL	Погрешность WRL	.00%
10	TGFL	Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки	.00000
11	DTGFL	Погрешность TGFL	.00%
12	TMAL	Расчетная продолжительность максимума нагрузки	.00 ч

13	DTMAL	Погрешность TMAL	.00%
14	PMAXL	Максимальное значение активной нагрузки	.00 МВт
15	DPMAXL	Погрешность PMAXL	.00%
16	PMINL	Минимальное значение	.00 МВт
17	DPMINL	Погрешность PMINL	.00%
18	QMAXL	Максимальное значение реактивной нагрузки	.00 МВАр
19	DQMAXL	Погрешность QMAXL	.00%
20	QMINL	Минимальное значение	.00 МВАр
21	DQMINL	Погрешность QMINL	.00%
22	DSTATL	Статистическое значение коэффициента формы графика нагрузки (0.00015)	.00015
23	DDSTAL	Погрешность DSTATL	.00%

ДАННЫЕ ПО ТРАНСФОРМАТОРАМ
(Всего 25 показателей)

1	USRT	Среднее эксплуатационное напряжение	9.90 кВ
2	DUSRT	Погрешность USRT	.00%
3	NTR	Общее число трансформаторов	3355.00 шт.
4	RSTTR	Эквивалентное сопротивление тр – ров	.00380 Ом
5	DRETR	Погрешность расчета RSTTR	.00%
6	WAT	Отпуск активной энергии	475000.00 МВт·ч
7	DWAT	Погрешность WAT	.00%

8	WRT	Отпуск реактивной энергии	237500.00 МВАр·ч
9	DWRT	Погрешность WRT	.00%
10	TGFT	Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки	.00000
11	DTGFT	Погрешность TGFT	.00%
12	TMAT	Расчетная продолжительность максимума нагрузки	.00 ч
13	DTMAT	Погрешность TMAT	.00%
14	PMAHT	Максимальное значение активной нагрузки	.00 МВт
15	DPMAHT	Погрешность PMAHT	.00%
16	PMINT	Минимальное значение	.00 МВт
17	DPMINT	Погрешность PMINT	.00%
18	QMAHT	Максимальное значение реактивной нагрузки	.00 МВАр
19	DQMAHT	Погрешность QMAHT	.00%
20	QMINT	Минимальное значение	.00 МВАр
21	DQMINT	Погрешность QMINT	.00%
22	DSTATT	Статистическое значение коэффициента формы	.00015
23	DDSTAT	Погрешность DSTATT	.00%
24	STRAN	Суммарная мощность системных трансформаторов	481.10 МВА
25	TRAS	Расчетный период	744.00 ч

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6 – 10 кВ
 ЭНЕРГОСИСТЕМА – Минскэнерго
 ПРЕДПРИЯТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ – ПЭС – 2

Номинальное напряжение	Структура результатов	ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ					
		Переменные	Доверит. интер- вал	Погрешность	Постоянные	Доверит. ин- тервал	Погрешность
		МВт·ч	МВт·ч	%	МВт·ч	МВт·ч	%
10 кВ	В трансфор- маторах	1640.2	1164.8 – 2115.6	14.49	1066.7	1060.7 – 1072.7	.28
	В линиях	16857.7	11971.9 – 21743.6	14.49	**	**	**
	Сумма по- терь по ви- дам	18497.9	10916.0 – 26079.9	20.49	1066.7	1060.7 – 1072.7	.28
	Всего	19564.6	11544.8 – 27584.5	20.50	**	**	**

6 кВ	В трансформаторах	1640.2	1164.8 – 2115.6	14.49	1066.7	1060.7 – 1072.7	.28
	В линиях	16857.7	11971.9 – 21743.6	14.49	**	**	**
	Сумма потерь по видам	18497.9	10916.0 – 26079.9	20.49	1066.7	1060.7 – 1072.7	.28
	Всего	19564.6	11544.8 – 27584.5	20.50	**	**	**
6 – 10 кВ	В трансформаторах	3280.4	1936.9 – 4625.0	20.49	2133.3	2124.8 – 2141.9	.20
	В линиях	33715.5	19896.2 – 47534.7	20.49	**	**	**
	Сумма потерь по видам	36995.9	15551.0 – 58440.8	28.98	2133.3	2124.8 – 2141.9	.20
	Всего	39129.2	16445.6 – 61812.9	28.99	**	**	**

ПРОЦЕНТ ПОТЕРЬ В СЕТИ 6 – 10 кВ

ОТПУСК ЭНЕРГИИ В СЕТЬ	950000.0 МВт·ч	**
ПРОПУСК ЭНЕРГИИ ЧЕРЕЗ ТРАНСФОРМАТОРЫ	950000.0 МВт·ч	**
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ	33715.5 МВт·ч	3.55%
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ	3280.4 МВт·ч	.35%
СУММАРНЫЕ НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ	36995.9 МВт·ч	3.89%
ПОТЕРИ В СТАЛИ ТРАНСФОРМАТОРОВ	2133.3 МВт·ч	.22%
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	39129.2 МВт·ч	4.12%

2. АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕЖИМОВ И ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НА ОСНОВЕ ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

2.1 Программа REGIMR расчета режимов и обобщенных эквивалентных сопротивлений разомкнутых электрических сетей 6 – 220 кВ

REGIMR. Назначение и краткая характеристика программы

Программа REGIMR предназначена для оценки и анализа режимов обобщенных эквивалентных сопротивлений разомкнутых электрических сетей 6 – 220 кВ. Предусмотрен одновременный расчет сетей различных номинальных напряжений – 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220 и 330 кВ без приведения сопротивлений линий и трансформаторов к одной ступени напряжения.

В качестве исходной информации (см. распечатку исходных данных в файле REGIMR.DAT) принята структура данных, аналогичная используемой в настоящее время в программах расчета замкнутых электрических сетей.

Результаты расчета по программе (файл REGIMR.RES) выдаются по каждому номинальному напряжению отдельно. В них включены традиционные результаты расчета по участкам (номера начал и концов ветвей, потоки активной и реактивной мощности в начале и конце участков, нагрузочные потери мощности в именованных и относительных единицах, потери на корону) и узлам сети (номер узла, модуль напряжения и угол, активные и реактивные нагрузки, генерации и потери холостого хода).

Кроме того, печатаются суммарные потери мощности и их структура, а также обобщенные эквивалентные сопротивления линий и трансформаторов. Последние определяются по отношению к различным потокам мощности – потоку на данном номинальном напряжении и по отношению к потокам всех номинальных напряжений более высокого порядка.

REGIMR. Основные методические сведения

Расчеты режимов разомкнутых электрических сетей 6 – 220 кВ выполняются, как правило, при заданных: напряжении источника питания и постоянных значениях нагрузок на стороне низшего напряжения понижающих потребительских подстанций. Именно такой способ задания наиболее отвечает условиям эксплуатации и характерен для рассматриваемых электрических сетей.

Режим разомкнутой электрической сети при задании указанных режимных параметров рассчитывается обычно в "два этапа". На первом этапе (снизу вверх) определяются потоки и потери мощности в линиях и трансформаторах от нагрузок до источника питания. На втором этапе (сверху вниз) вычисляются напряжения в узлах от источника питания до нагрузок. Процедура повторяется до получения заданной точности расчета.

Рассмотрим методику расчета разомкнутой сети на примере двух участков линий (рис. 2. 1а). Заданы: мощности нагрузок $S_2 = P_2 - jQ_2$ и $S_3 = P_3 - jQ_3$, сопротивления и проводимости линий: $Z_{12} = R_{12} + jX_{12}$, b_{12} , $Z_{23} = R_{23} + jX_{23}$, b_{23} и напряжение источника питания U_1 . Требуется определить: неизвестные напряжения в узлах U_2 , U_3 , потоки S_1 , S_{12i} , S_{12e} , S_{2i} , S_{23i} , S_{23e} и потери мощности dS_{12} и dS_{23} .

1 – й этап расчета. Принимаем значения напряжений во всех узлах равными номинальному $U_{\text{н}}$ и последовательно определяем зарядную мощность, потоки и потери мощности на участках:

$$jQ_{c23e} = U_{\text{н}}^2 \cdot j \frac{b_{23}}{2}, \quad (2. 1)$$

$$S_{23e} = S_3 + jQ_{c23e}, \quad (2. 2)$$

$$dS_{23} = \frac{S_{23e}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot z_{23}, \quad (2. 3)$$

$$S_{23i} = S_{23e} + dS_{23}, \quad (2. 4)$$

$$S_2 = S_{23i} + jQ_{c23i}, \quad (2. 5)$$

$$jQ_{c12e} = U_{\text{н}}^2 \cdot j \frac{b_{12}}{2}, \quad (2. 6)$$

$$S_{12e} = S_2 + jQ_{c12e}, \quad (2. 7)$$

$$dS_{12} = \frac{S_{12e}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot z_{12}, \quad (2. 8)$$

$$S_{12i} = S_{12e} + dS_{12}, \quad (2. 9)$$

$$S_1 = S_{12i} + jQ_{c12i}, \quad (2. 10)$$

Найденные на первом этапе потоки и потери мощности будут приближенными, т. к. найдены по $U_{\text{н}}$.

2 – й этап расчета. Определяем напряжения U_2 , U_3 в узлах от источника питания к нагрузке S_3 . При этом используем потоки мощности, найденные на первом этапе:

$$dU_{12i} = \frac{P_{12i} \cdot R_{12} + Q_{12i} \cdot X_{12}}{U_1}, \quad (2.11)$$

$$\delta U_{12i} = \frac{P_{12i} \cdot X_{12} - Q_{12i} \cdot R_{12}}{U_1}, \quad (2.12)$$

$$U_2 = U_1 - dU_{12i} - j\delta U_{12i}, \quad (2.13)$$

$$|U_2| = \sqrt{(U_1 - dU_{12i})^2 + (\delta U_{12i})^2}, \quad (2.14)$$

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\delta U_{12i}}{U_1 - dU_{12i}}, \quad (2.15)$$

Аналогично выполняется расчет для U_3 .

Напряжения U_1 и U_3 вычислены неточно, т. к. найдены по приближенным значениям потоков мощностей. Для уточнения расчетов можно выполнить второй шаг, т. е. повторить оба этапа.

Приведенные методические сведения положены в основу алгоритма программы REGIMR расчета режимов разомкнутых электрических сетей 6 – 220 кВ произвольной конфигурации (см. рис. 2. 1, б). Расчеты выполняются в два этапа. Второй этап является завершающим и заканчивается при достижении заданной пользователем точности расчета по напряжению.

В программе могут учитываться статические характеристики нагрузок по напряжению $P_{i^*}(U_*)$, $Q_{i^*}(U_*)$ и удельные потери $dP_{e^*}(U_*)$ мощности на корону. Они описываются полиномами вида:

$$P_{i^*}(U_*) = A_0 + A_1 \cdot U_* + A_2 \cdot U_*^2, \quad (2.16)$$

$$Q_{i^*}(U_*) = B_0 + B_1 \cdot U_* + B_2 \cdot U_*^2, \quad (2.17)$$

$$dP_{e^*}(U_*) = C_0 + C_1 \cdot U_* + C_2 \cdot U_*^2 + C_3 \cdot U_*^3 + C_4 \cdot U_*^4, \quad (2.18)$$

Здесь $U_* = U/U_{\text{н}}$, где U – фактическое значение напряжения в узле, отличное от $U_{\text{н}}$;

$A_0, A_1, A_2, B_0, B_1, B_2, C_0, C_1, C_2, C_3, C_4$ – коэффициенты полиномов.

Значения коэффициентов вводятся пользователем (одновременно могут работать до пяти характеристик – как статических, так и для короны) или считываются, заложенные в программе.

Статические характеристики по напряжению работают только в тех узлах, где они заданы. Потери на корону учитываются для выделенных ветвей.

Расчет обобщенных эквивалентных сопротивлений

Обобщенные эквивалентные сопротивления линий $R_{y\delta}$ и трансформаторов $R_{y\delta}$ в программе REGIMR определяются по каждой ступени номинального напряжения по формуле вида

$$R_y = \frac{\sum (\dot{I}_i^2 \cdot r_{yi})}{(\sum (\dot{I}_i))^2}, \quad (2.19)$$

где i – индекс одной разветвленной линии;

\dot{I}_i – режимный параметр (энергия, мощность или ток);

r_{yi} – эквивалентное сопротивление линии (или трансформаторов), вычисленное по формуле:

$$r_{yi} = \frac{dP_i}{3 \cdot I_{\dot{a}oi}^2}, \quad (2.20)$$

где dP_i – активные потери мощности в i – ой линии (трансформаторах).

REGIMR. Описание переменных

ESIS	Наименование энергосистемы
UST	Наименование участка
NUNOM	Число номинальных напряжений в сети
UNOM	Вектор номинальных напряжений
NBU	Номер балансирующего узла
UBY	Модуль напряжения в балансирующем узле, кВ
EPSU	Точность расчета по напряжению, кВ
NMAS	Номер массива исходных данных
A0, A1, A2,	Коэффициенты полиномов для учета стати-

B0, B1, B2, C0, C1, C2, C3, C4	ческих характеристик нагрузки по напряжению и удельных потерь на корону
NCXN	Вектор номеров статических характеристик
НРК	Вектор номеров полиномов для учета потерь на корону
NPV	Номер начала ветви
NQV	Номер конца ветви
RPQ	Активное сопротивление ветви, Ом
XPQ	Реактивное сопротивление ветви, Ом
YRQC	Емкостная проводимость ветви в микросекундах
TK1	Модуль коэффициента трансформации трансформатора (отношение высшего напряжения к низшему)
TK2	Аргумент коэффициента трансформации трансформатора, град

УЗЛЫ

NCXN	Вектор номеров статистических характеристик нагрузки
NY	Номер узла
UNOM	Номинальное напряжение узла, кВ
PH1	Активная потребляемая мощность узла, МВт
QH1	Реактивная потребляемая мощность узла, МВАр
PG1	Активная генерируемая мощность узла, МВт
QG1	Реактивная генерируемая мощность узла, МВАр
DPXX	Активные потери мощности холостого хода, МВт
DQXX	Реактивные потери мощности холостого хода, МВАр

REGIMR. Правила подготовки данных

В исходных данных выделяются:

общая информация;

информация о статических характеристиках нагрузки и удельных потерях на корону;

информация о ветвях;

информация об узлах.

Все данные перфорируются в бесформатном виде, т. е. через запятую или не менее чем через один пробел (см. файл REGIMR.DAT)

Общая информация
(4 строки)

ESIS	1 строка
UST	2 строка
NUNOM UNOM(1) UNOM(NUNOM)	3 строка
NBU UBY EPSU	4 строка

Информация о статических характеристиках нагрузки и удельных потерях на корону

Информация о статических характеристиках нагрузки и удельных потерях на корону всегда состоит из десяти строк. Первые пять строк занимают коэффициенты полиномов для учета статических характеристик нагрузки по напряжению, в следующих пяти строках перфорируются коэффициенты полиномов для учета потерь на корону.

Если коэффициенты какого-либо полинома не перфорируются, а берутся из программы, то данная строка должна выглядеть следующим образом:

1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
---	-----	-----	-----	-----	-----	-----

(для статических характеристик)

или

1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
---	-----	-----	-----	-----	-----

(для потерь на корону).

Значение NMAC здесь всегда равно 1.

Если пользователь не вводит свои коэффициенты для учета статических характеристик нагрузки и удельных потерь на корону, то данный вид информации будет выглядеть следующим образом:

1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Коэффициенты полиномов статических характеристик по напряжению, заложенные в программу, приведены в табл. 1. 2

Таблица 1. 2

Коэффициенты полиномов	110 (кВ) (1 тип)	6 (кВ) (2 тип)	330 кВ (3 тип)
A0	0.83	0.83	0.75
A1	-0.3	-0.3	-0.4
A2	0.47	0.47	0.65
B0	3.7	4.9	4.8
B1	-7	-10.1	-10.5
B2	4.3	6.2	6.7

Информация о ветвях (массив 03)

Данные об одной ветви перфорируются в одной строке в следующем порядке:

NMAC	NPK	NPV	NQV	RPQ	XPQ	YPQC	TK1	TK2
------	-----	-----	-----	-----	-----	------	-----	-----

Признаком окончания ввода служит строка из нулей.

Информация об узлах (массив 02)

Данные об узлах перфорируются аналогично ветвям :

NMAC	NCXH	NY	UNOM	PH1	QH1	PG1	QG	DPXX	DQXX
.									
.									
.									
0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Файл данных REGIMR.DAT

ЭНЕРГОСИСТЕМА			
ПРИМЕР 1			
3	110	35	6

0.011	0.017	0.011
1	117	

1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

33 00	1	102	0.001	0.01	2.0	0.0	0.0	0.0
03 00	102	2	4.740	9.48	61.6	0.0	0.0	0.0
03 00	2	4	3.98	7.96	51.7	0.0	0.0	0.0
03 00	4	3	1.4	34.7	0.0	18.33	0.0	0.0
03 00	2	5	7.95	139.0	0.0	18.33	0.0	0.0
03 00	102	6	0.8	35.5	0.0	1.0	0.0	0.0
03 00	6	7	0.8	27.3	0.0	18.33	0.0	0.0

03 00	6	8	0.8	0.01	0.0	3.143	0.0	0.0
00 00	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

78	0	102	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0	2	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0	4	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0	3	6.0	30.0	17.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	1	5	6.0	7.5	4.33	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0	6	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0	7	6.0	20.0	11.5	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0	8	35.0	10.0	5.77	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0	1	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
00									

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА REGIMR
ОЦЕНКИ РЕЖИМОВ РАЗОМКНУТЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6 – 220 кВ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

=====

ESIS	ЭНЕРГОСИСТЕМА	ЭНЕРГОСИСТЕМА
UST	УЧАСТОК СЕТИ	ПРИМЕР 1

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (6 – 330 кВ)	110	35	6
-------------------------------------	-----	----	---

ОБЩИЕ ДАННЫЕ

=====

НОМЕР БАЛАНСИРУЮЩЕГО УЗЛА	1
НАПРЯЖЕНИЕ БАЛАНСИРУЮЩЕГО УЗЛА	117 кВ
ТОЧНОСТЬ РАСЧ ТА ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	.0110 МВт
ТОЧНОСТЬ РАСЧ ТА ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	.0170 МВАр
ТОЧНОСТЬ РАСЧ ТА ПО НАПРЯЖЕНИЮ	.0110 кВ

ИНФОРМАЦИЯ О СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ НАГРУЗКИ

=====

КОЭФФИЦИЕНТЫ ПОЛИНОМОВ (ДО ПЯТИ ХАРАКТЕРИСТИК)

1	A0(1)	.83	A1(1)	-.30	A2(1)	.47
	B0(1)	3.70	B1(1)	-7.00	B2(1)	4.30
2	A0(2)	.83	A1(2)	-.30	A2(2)	.47
	B0(2)	4.90	B1(2)	-10.10	B2(2)	6.20
3	A0(3)	.75	A1(3)	-.40	A2(3)	.65
	B0(3)	4.80	B1(3)	-10.50	B2(3)	6.70
4	A0(4)	.00	A1(4)	.00	A2(4)	.00
	B0(4)	.00	B1(4)	.00	B2(4)	.00
5	A0(5)	.00	A1(5)	.00	A2(5)	.00
	B0(5)	.00	B1(5)	.00	B2(5)	.00

ИНФОРМАЦИЯ ОБ УДЕЛЬНЫХ ПОТЕРЯХ НА КОРОНУ

=====
 КОЭФФИЦИЕНТЫ ПОЛИНОМОВ (ДО ПЯТИ)

1	C0(1=)	67.25	C1(1=)	-124.40	C2(1=)	.00
	C3(1=)	.00	C4(1=)	.00		
2	C0(2=)	.00	C1(2=)	.00	C2(2=)	.00
	C3(2=)	.00	C4(2=)	.00		
3	C0(3=)	.00	C1(3=)	.00	C2(3=)	.00
	C3(3=)	.00	C4(3=)	.00		
4	C0(4=)	.00	C1(4=)	.00	C2(4=)	.00
	C3(4=)	.00	C4(4=)	.00		
5	C0(5=)	.00	C1(5=)	.00	C2(5=)	.00
	C3(5=)	.00	C4(5=)	.00		

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ О ВЕТВЯХ СЕТИ

=====

NMAC	NPK	NPV	NQV	RPQ, Ом	XPQ, Ом	YPQC, мкСм	TK	TK2, град	KBL, тыс. руб.
33	0	1	102	.001	.010	2.000	.000	.000	.000
3	0	102	2	4.740	9.480	61.600	.000	.000	.000
3	0	2	4	3.980	7.960	51.700	.000	.000	.000
3	0	4	3	1.400	34.700	.000	18.330	.000	.000
3	0	2	5	7.950	139.000	.000	18.330	.000	.000
3	0	102	6	.800	35.500	.000	1.000	.000	.000
3	0	6	7	.800	27.300	.000	18.330	.000	.000
3	0	6	8	.800	.010	.000	3.143	.000	.000

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ОБ УЗЛАХ СЕТИ

=====

NMAC	NPK	NCXH	NY	UNOM, кВ	PH1, МВт	QH1, МВАр	PG1, МВт	QG1, МВАр	DPXX, МВт	DQXX, МВАр
78	0	102	110.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	2	110.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	4	110.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	3	6.000	30.000	17.000	.000	.000	.000	.000	.000
3	1	5	6.000	7.500	4.330	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	6	110.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	7	6.000	20.000	11.500	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	8	35.000	10.000	5.770	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	1	110.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

=====

ESIS	ЭНЕРГОСИСТЕМА	ЭНЕРГОСИСТЕМА
UST	УЧАСТОК СЕТИ	ПРИМЕР 1

ВЕТВИ

=====

NPV	NQV	PUN, МВт	PUK, МВт	QUN, МВАр	QUK, МВАр	IBETVI, А	DP, МВт	DP%	DQ, МВАр	DQ%	DPK, МВт
Номинальное напряжение – 110 кВ											
1	102	68.787	68.786	47.705	47.700	383.703	.001	.000	.005	.000	.0000000
102	2	38.670	37.954	26.449	25.018	212.897	.716	.019	1.431	.068	.0000000
102	6	30.116	30.044	21.686	18.461	170.823	.073	.002	3.225	.180	.0000000
2	4	30.542	30.136	20.847	20.034	175.806	.406	.012	.813	.043	.0000000
2	5	7.412	7.368	4.925	4.150	44.154	.044	.006	.775	.188	.0000000
6	7	20.035	20.000	12.691	11.500	120.602	.035	.002	1.191	.104	.0000000
6	8	10.009	10.000	5.770	5.770	60.353	.009	.001	.000	.000	.0000000
4	3	30.136	30.000	20.365	17.000	179.794	.136	.005	3.365	.198	.0000000
Номинальное напряжение – 35 кВ											
Номинальное напряжение – 6 кВ											

УЗЛЫ

=====

NY	MODU, кВ	TANU	PH1, МВт	QH1, МВАр	PG1, МВт	QG1, МВАр	DPXX, МВт	DQXX, МВАр
1	117.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
102	116.995	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
2	113.304	-.018	.000	.000	.000	.000	.000	.000
4	110.803	-.031	.000	.000	.000	.000	.000	.000
6	110.576	-.082	.000	.000	.000	.000	.000	.000
8	35.157	-.081	10.000	5.770	.000	.000	.000	.000
7	5.882	-.130	20.000	11.500	.000	.000	.000	.000
5	5.852	-.1	7.368	4.150	.000	.000	.000	.000
3	5.715	01	30.000	17.000	.000	.000	.000	.000

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧТА СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

=====

ESIS	ЭНЕРГОСИСТЕМА	ЭНЕРГОСИСТЕМА
UST	УЧАСТОК СЕТИ	ПРИМЕР 1

UNOM	Число		Потери в линиях				Потери в тр – рах				Общие				
	кВ	Линии	Тр – ов	DP		DQ		DP		DQ		DP		DQ	
				МВт	%	МВАр	%	МВт	%	МВАр	%	МВт	%	МВАр	%
110	3	3	1.123	1.632	2.2492	4.715	.2964	.4309	8.556	17.936	1.419	2.063	10.806	22.651	
35	0	0	.000	.000	.0000	.000	.0000	.0000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	
6	0	0	.000	.000	.0000	.000	.000	.0000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	
ВСЕГО	3	3	1.123	1.632	2.2492	4.715	.2964	.4309	8.556	17.936	-1.419	2.063	10.806	22.651	

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ СЕТИ (ПОДПРОГРАММА EQVTR)

UNOM	Экв. сопротивление линии, Ом по отношению к току, А				Экв. сопротивление трансформаторов, Ом по отношению к току, А								Всего экв. сопротивлений, Ом по отношению к току, А			
	ГУ Сети		ГУ UNOM		ГУ Сети		ГУ UNOM		ГУ Тр – ров		ГУ Сети		ГУ UNOM		ГУ Тр – ров	
	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом
110	413.08	2.19	413.08	2.19	413.08	.58	413.08	.58	418.27	.56	413.08	2.77	413.08	2.77	418.27	2.76
35	413.08	.00	758.38	.00	413.08	.00	758.38	.00	.00	.00	413.08	.00	758.38	.00	.00	.00
6	413.08	.00	8735.91	.00	413.08	.00	735.91	.00	.00	.00	413.08	.00	8735.91	.00	.00	.00
	По отношению к потоку, МВт				По отношению к потоку, МВт								По отношению к потоку, МВт			
110	68.79		68.79		68.79		68.79		67.66		68.79		68.79		67.66	
35	68.79		10.00		68.79		10.00		.00		68.79		10.00		.00	
6	68.79		57.37		68.79		57.37		.00		68.79		57.37		.00	

ЭКВИВАЛЕНТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ СЕТИ

=====

По отношению к току головного участка сети = 413.08 А

Экв. сопротивление линий, Ом	Экв. сопротивление трансформаторов, Ом	Экв. сопротивление сети, Ом
2.19	.58	2.77

СУММАРНАЯ ПОТРЕБЛЯЕМАЯ АКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ В СЕТИ	67.37 МВт
СУММАРНАЯ ПОТРЕБЛЯЕМАЯ РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ В СЕТИ	38.42 МВАр
СУММАРНАЯ ГЕНЕРИРУЕМАЯ АКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ В СЕТИ	68.79 МВт
СУММАРНАЯ ГЕНЕРИРУЕМАЯ РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ В СЕТИ	47.71 МВАр

ИТОГОВАЯ ТАБЛИЦА

=====

РАЙОН	UNOM	ПОТЕРИ В ЛИНИЯХ				ПОТЕРИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ				ВСЕГО	
		НАГРУЗОЧНЫЕ		КОРОНА		НАГРУЗОЧНЫЕ		Х. ХОД		МВт	
	кВ	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%		
	110	1.1225	1.6319	.0000	.0000	.2964	.4309	.0000	.0000	1.4190	2.0628
	35	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000
	6	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000
ВСЕГО		1.1225	1.6319	.0000	.0000	.2964	.4309	.0000	.0000	1.4190	2.0628

2.2. Программа DE10 детерминированной оценки режимов, потерь мощности и энергии в разомкнутых электрических сетях 6 – 10 кВ

DE10. Назначение и краткая характеристика программы

Программа DE10 /2, 9/ предназначена для оценки режимов, поэлементных расчетов потерь мощности и энергии в распределительной линии 6(10) кВ и подключенных к ней трансформаторах на основе детерминированных исходных данных.

Она может применяться при расчете потерь в элементах сети, их анализе, структуризации и прогнозировании, разработке организационно технических мероприятий по снижению потерь.

В качестве исходной информации (файл DE10.DAT) используются все топологические данные о структуре сети, приведенные на рис. 1, 2, и дополнительно режимные показатели. Эти показатели могут задаваться в виде максимальных токов и потоков энергии на "головных" участках распределительных линий и параметров нагрузочных узлов. Нагрузочный узел – это шины вторичного напряжения трансформаторных подстанций (ТП) 6(10)/0.4 кВ. Для одного узла необходимо задать его номер и нагрузку (максимальный ток, замеренный в собственный максимум ТП, или отпуск энергии с шин 0.4 кВ), время использования максимальной активной нагрузки и коэффициент мощности потребителя.

Учитывая, что некоторые из перечисленных режимных данных могут отсутствовать, в программе предусмотрено пять вариантов расчета.

Базовым (основным) вариантом расчета является первый, когда одновременно задаются ток и поток энергии на "головном" участке распределительной линии и режимная информация по нагрузочным узлам. В этом случае в основу алгоритма положен итерационный расчет режима сети, основанный на достижении балансов между расчетными (найденными в процессе вычислений по программе) и фактическими (заданными в исходной информации) токами и потоками энергии на "головных" участках линий. Балансы (в пределах заданной точности расчета) достигаются за счет корректировки (увеличения или уменьшения) первоначальных значений токов и потоков энергии по ТП.

Во многих случаях сбор нагрузок по понижающим подстанциям – весьма трудоемкая, а иногда и невозможная операция. Поэтому в программе предусмотрен вариант (4 – й вариант расчета) автоматического формирования нагрузок ТП путем распределения заданного в режимной информации максимального тока "головного" участка линии пропорционально номинальным мощностям ее распределительных трансформаторов. Значения времени использования максималь-

ной активной нагрузки и коэффициенты мощности потребителей в этом случае берутся из таблиц.

При наличии замеров нагрузок по всем ТП данной линии расчеты можно провести без режимных параметров "головного" участка (6 – й вариант расчета).

Кроме указанных, в программе заложены исследовательские варианты расчета (варианты 2 – 5), когда искомые режимные параметры по понижающим трансформаторным подстанциям определяются автоматически по своим статистическим характеристикам – математическим ожиданиям и среднеквадратическим отклонениям.

На печать выдаются (см. файл DE10.RES):

исходные данные (файл DE10.RES. Распечатка 1);

откорректированная исходная информация (печатается при проведении расчетов по 1 варианту – файл DE10.RES. Распечатка 2);

режим сети (файл DE10.RES. Распечатка 3);

обобщенные режимные и топологические характеристики (файл DE10.RES. Распечатка 4);

величина и структура расчетных и прогнозных значений потерь (файл DE10.RES. Распечатка 5).

DE10. Основные методические сведения

Основные методические положения алгоритма программы DE10 изложены в /2, 9/. Здесь отметим лишь следующее.

Суммарная величина потерь электроэнергии dW_c в схеме одной распределительной линии (рис. 2. 2) определяется суммой трех составляющих: нагрузочных (переменных) потерь в линейных dW_{ei} и трансформаторных dW_{oi} участках линии, и потерь холостого хода dW_{oo} (постоянных потерь) в понижающих трансформаторах 6(10)/0.4 кВ:

$$dW_c = dW_{ei} + dW_{oi} + dW_{oo}, \quad (2. 21)$$

где

$$dW_{ei} = \sum_1^n (dW_{eii}), \quad (2. 22)$$

$$dW_{oi} = \sum_1^m (dW_{oij}), \quad (2. 23)$$

$$dW_{oo} = \sum_1^m (dW_{ooj}), \quad (2. 24)$$

n и m – соответственно число линейных и трансформаторных участков (системных трансформаторов).

Для определения потерь энергии рассчитывается режим сети, потоки и потери мощности на участках. Переход от потерь мощности к активным потерям энергии осуществляется по времени потерь или через эквивалентные сопротивления и коэффициенты формы графиков нагрузки:

Индивидуальные эквивалентные сопротивления линий $r_{y\bar{e}}$ и трансформаторов $r_{y\bar{o}}$ вычисляются по формулам:

$$r_{y\bar{e}} = \frac{dP_{\bar{e}}}{3I_{\bar{a}\bar{o}}^2}, \quad r_{y\bar{o}} = \frac{dP_{\bar{o}}}{3I_{\bar{a}\bar{o}\bar{o}}^2}. \quad (2.25)$$

Здесь $dP_{\bar{e}}$ и $dP_{\bar{o}}$ – потери активной мощности соответственно в линейных ветвях и системных трансформаторах,

$I_{\bar{a}\bar{o}}$ – нагрузка головного участка линии,

$I_{\bar{a}\bar{o}\bar{o}}$ – суммарная токовая нагрузка системных трансформаторов.

Средневзвешенный коэффициент загрузки линейных участков определяется по отношению к допустимому току по нагреву проводов (кабелей), коэффициент загрузки понижающих трансформаторов рассчитывается по отношению к их номинальной мощности.

Расчеты отдельных распределительных линий выполняются последовательно друг за другом. Одновременно накапливаются потери электроэнергии и их структура по годам расчетного периода по двум структурным подразделениям энергосистемы, например, питающей подстанции и району электрических сетей (РЭС), РЭС и электросетевому предприятию (ПЭС), ПЭС и энергосистеме.

DE10. Описание параметров

RDAN	номер варианта расчета
MTT, PTT и PDOP	то же, что и в программе REKVIN
KPET	признак печати откорректированной исходной информации

Параметры задачи

ESIS	наименование верхнего структурного уровня: ПЭО, ПЭС
UST	наименование участка сети: ПЭС, РЭС
M3	число питающих подстанций

CT	годовой прирост электропотребления в сети, %
RRT	годы прогнозирования потерь
M6, M7, M8, M9 и M10	расчетный период (обычно 8760 час.)

Параметры питающей подстанции

PST	то же, что и в REKVIN
UNNS	номинальное напряжение низковольтных шин ТП, кВ
RUNOM	эксплуатационное напряжение на шинах питающей подстанции, кВ

Параметры головного участка линии

NL	номер (код) линии
AWGU	поток энергии на головном участке линии, МВт·ч
TWGU	заданная точность расчета (допустимый небаланс) по энергии, %
TOKGU	максимальный ток на головном участке линии, А
TTOKGU	точность расчета по току, %

Параметры ветвей

N1, N2, MAP и DLS	то же, что и в REKVIN
-------------------	-----------------------

Параметры узлов

NY	номер узла (ТП)
TE	нагрузка узла (максимальный ток в А с минусом, или поток энергии в МВт·ч с плюсом)
TM	время использования максимальной активной нагрузки, час
CS	коэффициент мощности ТП, о. е.

DE10. Правила подготовки данных

Подготовка данных для разных вариантов расчета по возможности унифицирована.

В исходных данных выделяются:
номер варианта расчета;

информационная карта управления печатью;
 параметры задачи;
 параметры подстанции;
 параметры головного участка;
 параметры ветвей;
 параметры узлов.

Подготовка данных для первого варианта расчета (с использованием режимных данных головного участка и понижающих потребительских подстанций)

Номер варианта расчета

=====

Перфорируется в отдельной строке с 1 – й позиции:

1 вариант расчета

Информационная карта управления печатью

=====

Перфорируется в отдельной строке. Числа повторения печати могут быть записаны в позициях 2, 15, 32, 47 и 62, а ключевые слова (ДАННЫЕ, РЕЖИМ, ЛИНИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, УЧАСТОК) – начиная с позиций 4, 19, 34, 49 и 64. В 77 – й позиции перфорируется значение КРЕТ (при КРЕТ = 1 откорректированная информация печатается, если КРЕТ = 2, то печати не будет).

Параметры задачи

=====

Перфорируются в отдельной строке по формату
 101 FORMAT(4A4, 4X, 4A4, 4X, I5, F5.0, F5.0, 5I5)

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 16	ESIS	4A4	наименование ПЭО
21 – 36	UST	4A4	наименование ПЭС
45	M3		3
46 – 50	CT	F5.0	8.
51 – 55	RRT	F5.0	8760.

57 – 60	M6		2000
62 – 65	M7		2001
67 – 70	M8		2002
72 – 75	M9		2003
77 – 80	M10		2004

Параметры подстанции

=====

Перфорируются в отдельной строке по формату
103 FORMAT(4A4, 4X, I5, 5X, F5.0, F5.2, F5.2):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 16	PST	4A4	название п/ст
25	KL		3
31 – 35	UNOM	F5.0	10.0
36 – 40	UNNS	F5.2	0.4
41 – 45	RUNOM		10.4

Параметры головного участка линии

=====

Одна строка для каждой распределительной линии. Формат:
109 FORMAT(A4, 2X, F14.0, 3F10.0)

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 4	NL	A4	РЛ-1
7 – 20	AWGU	F14.0	2000.
21 – 30	TWGU	F10.0	5.
31 – 40	ТОКГУ	F10.0	15.
41 – 50	ТТОКГУ	F10.0	5.

Параметры ветвей

=====

Перфорируются как и для программы REKVIN по формату:

105 FORMAT(A4, 1X, A4, 1X, A8, 2X, F10.0, 10X, A4, 1X, A4, 1X, A8, 2X, F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 4	N1	A4	1
6 – 9	N2	A4	2
11 – 18	MAP	A8	A-35
21 – 30	DLS	F10.0	1.2
41 – 44	N1	A4	2
46 – 49	N2	A4	3
51 – 58	MAP	A8	АБТП
61 – 70	DLS	F10.0	-63.

Параметры узлов

=====

Информация о двух узлах перфорируется в одной строке по формату:
107 FORMAT(A4, 1X, 3 (F10.0), 5X, A4, 1X, 3 (F10.0)):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 4	NY	A4	4
6 – 15	TE	F10.0	-57.4
16 – 25	TM	F10.0	2500.
26 – 35	CS	F10.0	0.95
41 – 44	NY	A4	6
46 – 55	TE	F10.0	-86.3
56 – 65	TM	F10.0	2400.
66 – 75	CS	F10.0	0.85

Подготовка данных для четвертого варианта расчета (по режимным данным
головного участка распределительной линии)

Подготовка данных для четвертого варианта расчета выполняется точно также, как и для первого варианта расчета, только вместо всех параметров узлов остается пустая строка.

Подготовка данных для шестого варианта расчета
(имеются нагрузки по всем ТП)

Выполняется точно также, как и для первого варианта расчета. Номер варианта расчета здесь следует писать: 6 вариант расчета.

Строка с режимными параметрами головного участка распределительной линии здесь присутствует, но на ней может быть только номер линии.

DE10. Формирование файла исходных данных

Структура файла исходных данных для программы DE10 зависит от используемого варианта расчета.

Первый вариант расчета
(файл DE10.DAT)

1. 1 строка – номер варианта расчета
2. 2 строка – информационная карта управления печатью
3. 3 строка – параметры задачи
4. 4 строка – параметры подстанции
5. 5 строка – параметры головного участка распределительной линии
6. 6 строка – параметры ветвей (первая строка)
- .
- .
- .
7. N строка – последняя строка параметров ветвей данной линии
8. N+1 строка – ** (две звездочки – признак конца ветвей)
9. N+2 строка – параметры узлов (последняя строка)
- .
- .
- .
10. M строка – последняя карта параметров узлов данной линии
11. M+1 строка – **.

Пункты 5 – 11 повторяются для каждой линии, пункты 4 – 11 – для каждой питающей подстанции.

Четвертый вариант расчета
(по режимным данным головного участка)

Файл данных для четвертого варианта расчета формируется точно также, как и для первого варианта расчета, только вместо информации о нагрузочных узлах будет одна пустая строка, а в строке с номером варианта – 4 вариант расчета (файл DE14.DAT).

Шестой вариант расчета
(заданы нагрузки по всем ТП)

Файл данных для шестого варианта расчета точно такой же, как и для первого варианта. Только в строке с номером варианта здесь будет – 6 вариант расчета.

1 ВАРИАНТ								
1 ДАННЫЕ		1 ЛИНИЯ		1 ПОДСТАНЦИЯ		11 РЕЖИМ	1 УЧАСТОК	1
ЭНЕРГОСИСТЕМА			СЕТИ ПЭС		1			
ЭНГЕЛЬС 110/10			1	10.0	0.4	10.5		
5	1159.	5.	26.	5.				

1 – 10	А – 70	0.5			10 – 30		-400.
10 – 11	А – 70	0.9			11 – 2		-30.
11 – 12	А – 70	0.6			12 – 3		-160.
12 – 13	А – 70	0.4			13 – 4		-60.
13 – 14	А – 70	1.15			14 – 5		-30.
14 – 15	А – 70	0.2			15 – 16	АС – 35	0.16
16 – 6	АБТП	-100.			15 – 17	АС – 35	0.35
17 – 18	АС – 35	0.35			18 – 7		-160.
17 – 19	АС – 35	0.6			19 – 9		-250.
**							
4	-62.8	3000	0.9	6	-41.6	3000.	0.9
9	-141.6	3000	0.9	2	-50.	3000.	0.9
30	-165.	3000	0.9	3	-162.	3000.	0.9
5	-46.6	3000	0.9	7	150.4	3000.	0.9
**							

(Распечатка 1)

1 ВАРИАНТ	ВВОДЯТСЯ РЕЖИМНЫЕ ДАННЫЕ: НАГРУЗКА (TE), ВРЕМЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ (TM), КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ (CS)
-----------	---

ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТА УПРАВЛЕНИЯ ПЕЧАТЬЮ

1 ДАННЫЕ	1 ЛИНИЯ	1 ПОДСТАНЦИЯ	11 РЕЖИМ	1 УЧАСТОК	1
----------	---------	--------------	----------	-----------	---

ПАРАМЕТРЫ ЗАДАЧИ

ЭНЕРГОСИСТЕМА	УЧАСТОК СЕТИ	КОЛ – ВО ПОДС-ТАНЦИЙ В УЧАС-ТКЕ СЕТИ	КОЭФФИЦИЕНТ ПРИРОСТА ЭЛЕКТРОПОТ-РЕБЛЕНИЯ, %	РАСЧЕТНЫЙ ПЕРИОД, ЧАС	ГОДЫ ПРОГНОЗИ-РОВАНИЯ ПОТЕРЬ			
ЭНЕРГОСИСТЕМА	СЕТИ ПЭС	1	0	0.	0	0	0	0

ПАРАМЕТРЫ ПОДСТАНЦИИ

НАИМЕНОВАНИЕ ПОД СТАНЦИИ ИЛИ ЕЕ НОМЕР	ЧИСЛО ОТХОДЯЩИХ ЛИНИЙ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ ЖЕНИЕ ШИН В. Н. , КВ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ ЖЕНИЕ ШИН Н. Н. , КВ	ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ НАПРЯЖЕНИЕ ШИН В. Н. , КВ
ЭНГЕЛЬС 110/10	1	10.00	.40	10.50

РЛ – 5	ФАКТИЧЕСКИЙ ОТПУСК АКТИВНОЙ ЭНЕРГИИ	1159.0000 МВт·ч
	НЕБАЛАНС ПО ЭНЕРГИИ НЕ БОЛЕЕ	5.0000 %
	МАКСИМАЛЬНЫЙ ТОК НА ГОЛОВНОМ УЧАСТКЕ	26.0000 А
	НЕБАЛАНС ПО ТОКУ НЕ БОЛЕЕ	5.0000 %

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N – 5
ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ВЕТВЯХ СХЕМЫ
КОЛИЧЕСТВО ВЕТВЕЙ – 18

Номер начала ветви	Номер конца ветви	Марка провода	Длина ветви, км или мощн. тр – ра с минусом, кВА		Номер начала ветви	Номер конца ветви	Марка провода	Длина ветви, км или мощн. тр – ра с минусом, кВА
1	10	А – 70	.50		10	30		-400.00
10	11	А – 70	.90		11	2		-30.00
11	12	А – 70	.60		12	3		-160.00
12	13	А – 70	.40		13	4		-60.00
13	14	А – 70	1.15		14	5		-30.00
14	15	А – 70	.20		15	16	АС – 35	.16
16	6	АБТП	-100.00		15	17	АС – 35	.35
17	18	АС – 35	.35		18	7		-160.00
17	19	АС – 35	.60		19	9		-250.00

**ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЗЛАХ СХЕМЫ
КОЛИЧЕСТВО УЗЛОВ – 8**

Номер узла	Ток ТП, -А или энергия, МВт·ч	Время исп. макс. нагр. /час/	Коэффиц. мощности		Номер узла	Ток ТП, -А или энергия, МВт·ч	Время исп. макс. нагр. /час/	Коэффиц. мощности
4	-62.8	3000.	.90		6	-41.6	3000.	.90
9	-141.6	3000.	.90		2	-50.0	3000.	.90
30	-165.0	3000.	.90		3	-162.0	3000.	.90
5	-46.6	3000.	.90		7	-150.4	3000.	.90

Файл результатов DE10.RES.

(Распечатка 2)

ОТКОРРЕКТИРОВАННАЯ ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

ПАРАМЕТРЫ ПОДСТАНЦИИ

НАИМЕНОВАНИЕ ПОД СТАНЦИИ ИЛИ ЕЕ НОМЕР	ЧИСЛО ОТХОДЯЩИХ ЛИНИЙ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ ЖЕНИЕ ШИН В. Н. , КВ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ ЖЕНИЕ ШИН Н. Н. , КВ	ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ НАПРЯЖЕНИЕ ШИН В. Н. , КВ
ЭНГЕЛЬС 110/10	1	10.00	.40	10.50

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N – 5
ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ВЕТВЯХ СХЕМЫ
КОЛИЧЕСТВО ВЕТВЕЙ – 18

Номер начала ветви	Номер конца ветви	Марка провода	Длина ветви, км или мощн. тр – ра с минусом, кВА		Номер начала ветви	Номер конца ветви	Марка провода	Длина ветви, км или мощн. тр – ра с минусом, кВА
1	10	A – 70	.50		10	30		-400.00
10	11	A – 70	.90		11	2		-30.00
11	12	A – 70	.60		12	3		-160.00
12	13	A – 70	.40		13	4		-60.00
13	14	A – 70	1.15		14	5		-30.00
14	15	A – 70	.20		15	16	АС – 35	.16
15	17	АС – 35	.35		16	6	АБТП	-100.00
17	18	АС – 35	.35		17	19	АС – 35	.60
18	7		-160.00		19	9		-250.00

ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЗЛАХ СХЕМЫ
КОЛИЧЕСТВО УЗЛОВ – 8

Номер узла	Ток ТП, -А или энергия, МВт·ч	Время исп. макс. нагр. /час/	Коэффиц. мощности		Номер узла	Ток ТП, -А или энергия, МВт·ч	Время исп. макс. нагр. /час/	Коэффиц. мощности
30	-125.6	3000.	.90		2	-38.1	3000.	.90
3	-123.3	3000.	.90		4	-47.8	3000.	.90
5	-35.5	3000.	.90		6	-31.7	3000.	.90
7	-114.5	3000.	.90		9	-107.8	3000.	.90

Файл результатов DE10.RES.

(Распечатка 3)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ
N – 5

ЭНЕРГОСИСТЕМА	ЭНЕРГОСИСТЕМА	УЧАСТОК СЕТИ	СЕТИ ПЭС	ПОДСТАНЦИЯ	ЭНГЕЛЬС 110/10
---------------	---------------	--------------	----------	------------	----------------

Номер		Поток мощности ветви		Нагрузка ветви	Загрузка ветви	Загрузка ТП	Потери мощности		Потери напряж.	Напряж. узлов
Начала ветви	Конца ветви	Активный кВт	Реактивный квар				Активн. кВт	Реакт. квар		
1	10	392.49	221.21	26.01	.10	.00	.4	.35	.013	10.487
10	30	78.32	37.93	5.02	.00	.22	.27	1.04	.080	.416

10	11	313.12	171.28	20.61	.06	.00	.53	.40	.018	10.469
11	2	23.73	11.49	1.52	.00	.88	.59	1.27	.411	.402
11	12	289.26	158.89	19.05	.07	.00	.30	.23	.011	10.458
12	3	76.90	37.24	4.93	.00	.53	.80	2.51	.213	.410
12	13	211.86	116.84	13.97	.05	.00	.11	.08	.006	10.452
13	4	29.81	14.44	1.91	.00	.55	.40	1.01	.240	.408
13	14	181.82	100.61	12.00	.05	.00	.23	.17	.014	10.438
14	5	22.12	10.71	1.42	.00	.82	.51	1.11	.383	.402
14	15	159.57	88.99	10.55	.04	.00	.03	.02	.002	10.436
15	16	19.75	9.56	1.27	.01	.00	.00	.00	.000	10.436
15	17	139.82	79.43	9.28	.05	.00	.08	.04	.005	10.431
16	6	19.75	9.56	1.27	.00	.22	.00	.00	.000	.417
17	18	71.89	39.38	4.73	.03	.00	.02	.01	.003	10.428
17	19	67.93	40.05	4.55	.03	.00	.03	.02	.005	10.426
18	7	71.39	34.58	4.58	.00	.50	.69	2.16	.197	.409
19	9	67.21	32.55	4.31	.00	0.30	.36	1.23	.115	.412

Файл результатов DE10.RES.

(Распечатка 4)

РЕЖИМНЫЕ И ОБОБЩЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ

ПОДСТАНЦИЯ	ЭНГЕЛЬС 110/10 РЛ – 5	У НОМ.	10. КВ
------------	-----------------------	--------	--------

ЭКВИВАЛЕНТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ЛИНИИ	.8823 Ом
ЭКВИВАЛЕНТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ	2.1451 Ом
ЭКВИВАЛЕНТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ СЕТИ	3.0274 Ом
СУММАРНАЯ ДЛИНА ЛИНИИ	5.2100 КМ
СУММАРНАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ	1190.0000 КВА
СРЕДНЯЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА	155.7143 КВА
ЧИСЛО ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ	10
ЧИСЛО ТРАНСФОРМАТОРОВ:	
ОБЩЕЕ	8 ШТ
СИСТЕМНЫХ	7 ШТ
АБОНЕНТСКИХ	1 ШТ
РАСЧЕТНЫЙ ОТПУСК АКТИВНОЙ ЭНЕРГИИ	1205.7860 МВТ·Ч
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	38.0837 МВТ·Ч
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	9.5923 МВТ·Ч
МАКСИМАЛЬНЫЙ ТОК НА ГОЛОВНОМ УЧАСТКЕ	26.0117 А
СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ ЛИНИЙ	.0499
СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ	.5423
СРЕДНЯЯ ДЛИНА УЧАСТКА	.5210 КМ

Файл результатов DE10.RES.

(Распечатка 5)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N – 5

ЭНЕРГОСИСТЕМА	ЭНЕРГОСИСТЕМА	УЧАСТОК СЕТИ	СЕТИ ПЭС	ПОДСТАНЦИЯ	ЭНГЕЛЬС 110/10
---------------	---------------	--------------	----------	------------	----------------

Расчетный период	Параметры головн. уч – ка		Потери энергии					
	Ток	Энергия	Холостого хода		Нагрузочные		Суммарные	
	/А/	/МВт·ч/	/МВт·ч/	%	/МВт·ч/	%	/МВт·ч/	%
0	26.12	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158
0	26.12	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158
0	26.12	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158
0	26.12	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158
0	26.12	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПО ПОДСТАНЦИИ ЭНГЕЛЬС 110/10.

ЭНЕРГОСИСТЕМА	ЭНЕРГОСИСТЕМА	УЧАСТОК СЕТИ	СЕТИ ПЭС
---------------	---------------	--------------	----------

Расчетный период	Параметры шин подстанции		Потери энергии					
	Ток	Энергия	Холостого хода		Нагрузочные		Суммарные	
	/А/	/МВт·ч/	/МВт·ч/	%	/МВт·ч/	%	/МВт·ч/	%
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158

ПАРАМЕТРЫ ПОДСТАНЦИИ

НАИМЕНОВАНИЕ ПОД СТАНЦИИ ИЛИ ЕЕ НОМЕР	ЧИСЛО ОТХОДЯЩИХ ЛИНИЙ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ ЖЕНИЕ ШИН В. Н. , КВ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ ЖЕНИЕ ШИН Н. Н. , КВ	ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ НАПРЯЖЕНИЕ ШИН В. Н. , кВ
ЭНГЕЛЬС 110/10	1	10.00	.40	10.50

РАСЧЕТНЫЙ ОТПУСК АКТИВНОЙ ЭНЕРГИИ	1205.7860 МВТ·Ч
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	38.0837 МВТ·Ч
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	9.5923 МВТ·Ч
СУММАРНАЯ ДЛИНА ЛИНИЙ	5.2100 КМ
СРЕДНЯЯ ДЛИНА УЧАСТКА	.5210 КМ
СУММАРНАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ	1190.0000 КВА
ЧИСЛО ТРАНСФОРМАТОРОВ:	
ОБЩЕЕ	8 ШТ
СИСТЕМНЫХ	7 ШТ
АБОНЕНТСКИХ	1 ШТ
СРЕДНЯЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА	170.0000 КВА

Продолжение файла DE10.RES.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПО УЧАСТКУ СЕТИ .СЕТИ ПЭС.
ЭНЕРГОСИСТЕМА .ЭНЕРГОСИСТЕМА.

Расчетный период	Параметры участка сети		Потери энергии					
	Ток	Энергия	Холостого хода		Нагрузочные		Суммарные	
	/А/	/МВт·ч/	/МВт·ч/	%	/МВт·ч/	%	/МВт·ч/	%
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПО УЧАСТКУ СЕТИ .СЕТИ ПЭС.
ЭНЕРГОСИСТЕМА .ЭНЕРГОСИСТЕМА.

РАСЧЕТНЫЙ ОТПУСК АКТИВНОЙ ЭНЕРГИИ	1205.7860 МВТ·Ч
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	38.0837 МВТ·Ч
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	9.5923 МВТ·Ч
ЧИСЛО ЛИНИЙ В УЧАСТКЕ СЕТИ	1 ШТ
СУММАРНАЯ ДЛИНА ЛИНИЙ	5.2100 КМ
СРЕДНЯЯ ДЛИНА УЧАСТКА	.5210 КМ
ЧИСЛО ТРАНСФОРМАТОРОВ:	
ОБЩЕЕ	8 ШТ
СИСТЕМНЫХ	7 ШТ
АБОНЕНТСКИХ	1 ШТ
СУММАРНАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ	1190.0000 КВА
СРЕДНЯЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА	170.0000 КВА

2.3. Программа DW1000 поэлементных расчетов потерь энергии в электрических сетях 0.38 кВ

DW1000. Назначение и краткая характеристика программы

Программа DW1000 /2, 10/ предназначена для оценки режимов и поэлементных расчетов потерь мощности и энергии в произвольной совокупности распределительных линий 0.38 кВ с использованием детерминированных исходных данных и может применяться при оценке величины потерь, их анализе и прогнозировании, а также разработке организационно – технических мероприятий по снижению потерь.

В качестве исходной информации используются топологические данные о схеме распределительной линии (рис. 2. 2) – номера начал и концов схемы сети, марки и длины проводов фаз (кабелей), число фаз, марка нулевого провода; и режимные данные по головному участку линии – максимальный ток или расход энергии, время использования максимальной активной нагрузки и коэффициент мощности, по возможности, токи отдельных фаз.

DW1000. Краткие методические сведения

В зависимости от имеющейся режимной информации в программе DW1000 предусмотрены три варианта расчета.

Первый (основной) вариант используется, когда режимные показатели (токи, энергия, время использования максимума и коэффициент мощности) известны только для головного участка линии. Подробно этот вариант описан в /2/.

Для второго варианта должны быть заданы токовые нагрузки фаз во всех узлах сети. Третий вариант – комбинация первых двух. Для него задаются режимная информация на головном участке и фазные токи в отдельных (с ярко выраженной сосредоточенной нагрузкой) узлах сети.

Во всех случаях для определения потерь электроэнергии dW_{ε} рассчитывается режим сети 0.38 кВ, токи и потери активной мощности на участках линии $dP_{\varepsilon i}$. Значение суммарных потерь dW_{ε} в схеме одной распределительной линии вычисляется по формуле

$$dW_{\varepsilon} = dP_{\varepsilon} \cdot \tau, \quad (2. 26)$$

где τ – время потерь (вычисляется как и в программе DE10).

Величина dP_{ε} определяется в зависимости от используемого варианта расчета.

Для первого и второго вариантов значение

$$dP_{\bar{e}} = \sum_{i=1}^m (dP_{\bar{e}i}), \quad (2.27)$$

где m – общее число участков в схеме, а для третьего варианта:

$$dP_{\bar{e}} = dP_{\bar{e}i}' + dP_{\bar{e}i}'', \quad (2.28)$$

где

$$dP_{\bar{e}}' = \sum_{k=1}^n (dP_{\bar{e}k}'), \quad dP_{\bar{e}}'' = \sum_{j=1}^l (dP_{\bar{e}j}''). \quad (2.29)$$

Здесь n – количество участков схемы, по которым протекают заданные узловые токи нагрузки, а $l = m - n$.

Величины $dP_{\bar{e}i}$ для первого варианта расчета и $dP_{\bar{e}j}$ определяются через эквивалентные токи и коэффициенты исполнения схемы или по плотности тока $I/2l$, а значения $dP_{\bar{e}i}'$ для второго варианта расчета и $dP_{\bar{e}k}''$ – по токам на участках линии I_i , найденным по первому закону Кирхгофа, и активным сопротивлениям участков r_i :

$$dP_{\bar{e}i}' = I_i^2 \cdot r_i. \quad (2.30)$$

DW1000. Описание параметров

IPRIS	номер варианта расчета
MTT, PTT	тоже, что и в программе DE10
ESIS, UST, RRT	тоже, что и в программе DE10
IP	число потребительских подстанций 6(10)/0.4 кВ в участке сети
LET	годы прогнозирования потерь

Параметры задачи

=====

PST, UNOM	то же, что и в программе DE10
LIM	число распределительных линий 0.38 кВ одной ТП

Параметры подстанции

=====

NOM3	номер линии
AI	ток фазы А, А
BI	ток фазы В, А
CI	ток фазы С, А
TMAX	время использования максимальной активной нагрузки, ч
COR	коэффициент мощности
RM	признак алгоритма

Параметры ветвей

=====

N1, N2, MARKA	то же, что и в программе DE10
SF	сечение фазного провода, мм^2
SN	сечение нулевого провода, мм^2
DLINA	длина участка линии, км
KOL1	число фазных проводов
KOL2	наличие нулевого провода (1 – есть, 0 – нет)
ТОКА	ток в узле фазы А, А
ТОКВ	ток в узле фазы В, А
ТОКС	ток в узле фазы С, А

DW1000. Правила подготовки данных

Подготовка данных для всех трех вариантов расчета по программе DW1000 унифицирована. В программе используется бесформатный ввод, поэтому в тех случаях, когда токи в узлах сети отсутствуют, необходимо перфорировать 0 (нули). Данные перфорируются через пробел или запятую.

В исходных данных выделяются:

номер варианта расчета;

информационная строка управления печатью;

параметры задачи;

параметры подстанций;

параметры отходящей линии.

Номер варианта расчета

=====

Номер варианта расчета – это целые числа 1, 2 или 3.

Вариант 1 – расчет выполняется по режимным данным головного участка. Токи в узлах сети отсутствуют.

Вариант 2 – заданы токи фаз во всех узлах сети.

Вариант 3 – заданы: режимная информация на головном участке линии и токи фаз в отдельных узлах (узлах с преобладающей сосредоточенной нагрузкой) сети.

Информационная строка управления печатью

=====

В данной программе информационная строка перфорируется в виде набора:
<число повторения печати 'ключевое слово'>

Все ключевые слова заключаются в апострофы, например:

1 'ДАННЫЕ' 11 'РЕЖИМ' 1 'ЛИНИЯ'

Первая цифра двухзначного числа перед словом РЕЖИМ означает порядковый номер года прогнозирования, вторая цифра обозначает число экземпляров печати.

Параметры задачи

=====

Перфорируются в отдельной строке в виде:

'ESIS' 'UST' IP COEF RRT LET(1) LET(2) LET(3) LET(4) LET(5),

например:

'ЭНЕРГОСИСТЕМА Б' 'УЧАСТОК 1' 5 8 8760. 2000 2001 2002 2003 2004

Параметры подстанции

=====

Перфорируются в отдельной строке и имеют вид:

'PST' LIM UNOM,

например:

'подстанция 1' 2 0.4

Параметры головного участка

=====

Одна строка для отдельной распределительной линии 0.38 кВ. Эта строка имеет вид:

NOM3 AI BI CI TMAX COR 'RM' или

1 79.5 75. 79. 2000. 0.72 'J=CONST'

Признак алгоритма $J = const$ пишется для радиально – лучевых линий, питающих сконцентрированные нагрузки. Для всех разветвленных линий $J \neq const$.

Параметры ветвей

=====

В одной строке дисплея размещается информация об одной ветви. Она (строка) имеет вид:

N1 N2 'МАРКА' SF SN DLINA KOL1 KOL2 ТОКА ТОКВ ТОКС

Пример:

1 2 'А' 50 35 0.15 3.1 5.68 4.34 6.04

Для всех алюминиевых проводов (кабелей) вместо марки пишется только буква 'А', для медных – 'М'. Напоминаем, что если значения ТОКА, ТОКВ, ТОКС равны 0, то нули перфорируются. Последняя строка параметров ветвей всегда имеет вид:

555 1 'А' 1 1 1 1 1 1 1

DW1000. Формирование файла данных

Файл исходных данных программы DW1000 имеет следующую структуру:

номер варианта расчета;

информационная строка;

строка параметров задачи;

параметры подстанции;

параметры отходящей линии;

данные о ветвях данной линии;

последняя строка параметров ветвей.

Информация о каждой распределительной линии перфорируется по пунктам 5 – 7, о каждой подстанции – по пунктам 4 – 7.

1											
1 ДАННЫЕ		11 РЕЖИМ		1 ПОДСТАНЦИЯ			1 ЛИНИЯ		1 УЧАСТОК		
'ЭНЕРГОСИСТЕМА'		'РЭС "М"'		1	1.	8760.	1991	1992	1993	1994	1995
'2'	1	0.380									
1	79.0	79.0	79.0	2000	0.72	'J ≠ const'					

1 – 2	'A'	50	16	0.15		3 – 1	0.00	0.00	0.00
2 – 3	'A'	50	16	0.21		3 – 1	18.23	20.23	19.989
2 – 4	'A'	50	16	0.15		3 – 1	0.00	0.00	0.00
4 – 5	'A'	16	16	0.02		3 – 1	0.00	0.00	0.00
4 – 6	'A'	16	16	0.08		2 – 1	0.00	0.00	0.00
4 – 7	'A'	16	16	0.30		3 – 1	24.81	25.01	28.00

555	1	'A'	1	1	0.01	1	1	1	1	1
-----	---	-----	---	---	------	---	---	---	---	---

1 ВАРИАНТ РАСЧЕТА
ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТА УПРАВЛЕНИЯ ПЕЧАТЬЮ

1 ДАННЫЕ	11 РЕЖИМ	1 ПОДСТАНЦИЯ	1 ЛИНИЯ	1 УЧАСТОК
----------	----------	--------------	---------	-----------

ПАРАМЕТРЫ ЗАДАЧИ

ЭНЕРГОСИСТЕМА УЧАСТОК СЕТИ	КОЛ-ВО ПОДСТАНЦИЙ В УЧАСТКЕ СЕТИ	ПРИРОСТ ЭЛЕКТРО- ПОТРЕЛЕНИЯ, %	РАСЧЕТНЫЙ ПЕРИОД, ЧАС	ГОДЫ ПРОГНОЗИРО- ВАНИЯ ПОТЕРЬ
ЭНЕРГОСИСТЕМА РЭС "М"	1	1.	8760.	1991 1992 1993 1994 1995

ПАРАМЕТРЫ ПОДСТАНЦИИ

НОМЕР ТП	ЧИСЛО ОТХОДЯЩИХ ЛИНИЙ	НАПРЯЖЕНИЕ ШИН, КВ
2	1	380

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N – 1

ПАРАМЕТРЫ ГОЛОВНОГО УЧАСТКА

ТОК ФАЗА А	ТОК ФАЗА В	ТОК ФАЗЫ С	ВРЕМЯ МАКСИМ. НАГРУЗКИ	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ	ПРИЗНАК АЛГОРИТМА
/А/	/А/	/А/	/Ч/		
79.0	79.0	79.0	2000.	.72	$J \neq const$

ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ВЕТВЯХ СХЕМЫ

КОЛИЧЕСТВО ВЕТВЕЙ – 6

НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	СЕЧЕНИЯ ФАЗНЫХ ПРОВОДОВ	СЕЧЕНИЕ НУЛЕВОГО ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ В КМ	ЧИСЛО ФАЗ ВЕТВИ	НАЛИЧИЕ НУЛЕВОГО ПРОВОДА	ТОК ФАЗЫ А, А	ТОК ФАЗЫ В, А	ТОК ФАЗЫ С, А
1	2	А	50	16	.15	3	1	.000	.000	.000
2	3	А	50	16	.15	3	1	18.230	20.230	19.989
2	4	А	50	16	.15	3	1	.000	.000	.000
4	5	А	50	16	.15	3	1	.000	.000	.000
4	6	А	50	16	.15	2	1	.000	.000	.000
4	7	А	50	16	.15	3	1	24.810	26.010	28.000

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N – 1

ЭНЕРГОСИСТЕМА	БЕЛЭНЕРГО	УЧАСТОК СЕТИ	МИ – РСКИЙ РЭС ТП N – 2
---------------	-----------	--------------	-------------------------

НОМЕР		ЧИСЛО ФАЗНЫХ ПРОВОДОВ	НАЛИЧИЕ НУЛЕВОГО ПРОВОДА	ТОК ВЕТВИ ЭКВИВАЛЕНТНЫЙ ПО ПОТЕРЯМ		ПОТЕРИ		НАПРЯЖЕНИЕ УЗЛОВ
НАЧАЛА ВЕТВИ	КОНЦА ВЕТВИ			МОЩНОСТИ В /А/	НАПРЯЖЕНИЯ В /А/	МОЩН. КВТ	НАПРЯЖ. КВ	
1	2	3	1	72.396	72.292	1.49	.020	.360

2	3	3	1	10.843	9.391	.05	.004	.356
2	4	3	1	40.283	40.096	.46	.011	.348
4	5	3	1	1.033	.894	.00	.000	.348
4	6	2	1	4.131	3.577	.01	.002	.346
4	7	3	1	15.490	13.415	.43	.024	.324

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N – 1

ЭНЕРГОСИСТЕМА	БЕЛЭНЕРГО	УЧАСТОК СЕТИ	МИ – РСКИЙ РЭС ТП N – 2
---------------	-----------	--------------	-------------------------

РАСЧЕТНЫЙ ПЕРИОД	ПАРАМЕТРЫ ГОЛОВН. УЧ – КА		ПОТЕРИ			
	ТОК	ЭНЕРГИЯ	МОЩНОСТИ		ЭНЕРГИИ	
	А	КВТ·Ч	КВТ	%	КВТ·Ч	%
1991	79.000	74785.830	2.426	6.488	2952.200	3.948
1992	79.790	75533.690	2.475	6.553	3011.539	3.987
1993	80.588	76289.020	2.524	6.618	3072.071	4.027
1994	81.394	77051.910	2.575	6.684	3133.820	4.067
1995	82.208	77822.420	2.627	6.751	3196.809	4.108

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПО ПОДСТАНЦИИ N – 2

ЭНЕРГОСИСТЕМА	БЕЛЭНЕРГО	УЧАСТОК СЕТИ	МИ – РСКИЙ РЭС
---------------	-----------	--------------	----------------

РАСЧЕТНЫЙ ПЕРИОД	ПАРАМЕТРЫ ШИН ТП		ПОТЕРИ			
	ТОК	ЭНЕРГИЯ	МОЩНОСТИ		ЭНЕРГИИ	
	А	КВТ·Ч	КВТ	%	КВТ·Ч	%
1991	79.000	74785.830	2.426	6.488	2952.200	3.948
1992	79.790	75533.690	2.475	6.553	3011.539	3.987
1993	80.588	76289.020	2.524	6.618	3072.071	4.027
1994	81.394	77051.910	2.575	6.684	3133.820	4.067
1995	82.208	77822.420	2.627	6.751	3196.809	4.108

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПО УЧАСТКУ СЕТИ МИ – РСКИЙ РЭС

ЭНЕРГОСИСТЕМА	БЕЛЭНЕРГО
---------------	-----------

РАСЧЕТНЫЙ ПЕРИОД	ПАРАМЕТРЫ ГОЛОВН. УЧ – КА		ПОТЕРИ			
	ТОК	ЭНЕРГИЯ	МОЩНОСТИ		ЭНЕРГИИ	
	А	КВТ·Ч	КВТ	%	КВТ·Ч	%
1991	79.000	74785.830	2.426	6.488	2952.200	3.948
1992	79.790	75533.690	2.475	6.553	3011.539	3.987
1993	80.588	76289.020	2.524	6.618	3072.071	4.027
1994	81.394	77051.910	2.575	6.684	3133.820	4.067
1995	82.208	77822.420	2.627	6.751	3196.809	4.108

2.4. Программа VYBORR выборочного метода оценки потерь электроэнергии в распределительных сетях 0.38 – 10 кВ

VYBORR. Назначение и краткая характеристика программы

Программа VYBORR /2, 11/ предназначена для ориентировочной оценки суммарной величины потерь электроэнергии в генеральной совокупности электрических сетей 0.38 – 6 – 10 кВ с большим числом распределительных линий.

Программа позволяет получить искомую величину потерь в распределительных сетях рассматриваемого структурного подразделения (энергосистемы, электросетевого предприятия) на основе поэлементных расчетов потерь, выполняемых для некоторой, небольшой по сравнению с общим объемом, части сети.

В качестве исходных данных (см. файлы VYB1.DAT и VYB2.DAT) используются: полный перечень распределительных линий подразделения (VYB1.DAT), результаты поэлементных расчетов потерь электроэнергии в распределительных линиях представительной выборки (VYB2.DAT), полученные на базе детерминированной топологической и режимной информации по программам DW1000 или DE10, и некоторые общие данные (координаты рассчитываемой сети, суммарный отпуск энергии и др.).

В итоговых результатах расчета (файл VYB2.RES) имеем искомую суммарную величину потерь в районе в именованных единицах и в процентах и ее доверительный интервал.

VYBORR. Основные методические сведения

Основные методические положения алгоритма программы VYBORR разработаны и подробно изложены в /2, 11/. Здесь отметим следующее.

Расчеты по программе VYBORR носят вероятностный характер и выполняются в два этапа. На первом этапе определяется заданный объем схем выборки (файл VYB1.RES), после чего расчеты по программе VYBORR прерываются. Схемы выборки кодируются и рассчитываются по программе DW1000 (при расчете сетей 0.38 кВ) или DE10 (для сетей 6 – 10 кВ). После этого работа программы VYBORR возобновляется – делается попытка распространения полученных результатов поэлементных расчетов потерь в схемах выборки на всю сеть. Если она успешная (выборка оказалась репрезентативной), то определяется искомая совокупная величина потерь (файл VYB2.RES). Если нет, то первоначальный объем выборки дополняется до получения представительного числа схем и расчеты продолжают до получения результата требуемой точности и надежности.

Следует отметить, что при расчете сетей 6 – 10 кВ в программе VYBORR могут использоваться три различные аналитические оценки потерь:

$$dW_{sum} = M^* \left(\frac{dW_1}{W} \right) \cdot W_{sum}, \quad (2.30)$$

$$dW_{sum} = M^* \left(\frac{dW_1 - dW_{\bar{a}\bar{o}}}{W} \right) \cdot W_{sum} + \sum_{i=1}^N (dW_{\bar{a}\bar{o}i}), \quad (2.31)$$

$$dW_{sum} = M^* \left(\frac{dW_1 - dW_{\bar{a}\bar{o}} - dW_{\bar{o}\bar{o}}}{W} \right) \cdot W_{sum} + \sum_{i=1}^N (dW_{\bar{a}\bar{o}i}) + \sum_{j=1}^M (dW_{\bar{o}\bar{o}j}). \quad (2.32)$$

В данных формулах:

dW_{sum} – суммарная величина потерь электроэнергии в районе, включающем N распределительных линий;

dW_1 – потери в схеме i – й линии;

W и W_{sum} – отпуск энергии соответственно в схему одной линии (W) и в сеть всего района (W_{sum});

$dW_{\bar{a}\bar{o}}$ – потери электроэнергии на головном участке линии;

$dW_{\bar{o}\bar{o}j}$ – потери в стали трансформаторов i – й линии (M – общее число распределительных трансформаторов в районе);

$M^*()$ – символ математического ожидания.

VYBORR. Описание переменных

KVR	признак расчета
EN	энергосистема
UCHS	участок сети
NOMN	номинальное напряжение
VPROC	объем выборки в процентах
DOPP	допустимая погрешность расчета, %
T	параметр T
SOTEN	отпуск электроэнергии в сеть района, МВт·ч
KLIN	суммарное число линий в сети района
SKOLTR	суммарное количество трансформаторов 6 – 10 кВ в сети района

SKOLT1	суммарное количество трансформаторов 6 – 10 кВ в схемах выборки
PODST1, PODST2	название питающей подстанции
NLIN	вектор номеров распределительных линий
OTEN	отпуск электроэнергии в сеть распределительной линии, МВт·ч
POTEN	потери электроэнергии в схеме линии (нагрузочные или суммарные), МВт·ч
DWGU	потери электроэнергии на головном участке линии, МВт·ч
DWXX	потери электроэнергии в стали понижающих трансформаторов 6 – 10/0.4 кВ, МВт·ч

VYBORR. Правила подготовки данных

В исходных данных выделяются:

признак расчета;

параметры задачи;

объем выборки;

координаты линий (файл VYB1.DAT);

общие данные;

данные для расчета потерь электроэнергии в районе (файл VYB2.DAT).

Координаты линий и данные для расчета потерь считываются с диска, остальная информация вводится с клавиатуры.

Подготовка данных для программы VYBORR зависит от вида расчета – определение первоначального состава выборки или суммарной величины потерь в районе.

Подготовка данных для определения первоначального состава выборки

1. Признак расчета

=====

Перфорируется в отдельной строке бесформатно:

0 – при определении состава выборки.

2. Параметры задачи

=====

Параметры задачи – это параметры EN, UCHS и NOMN, каждый из которых бесформатно перфорируется в отдельной строке:

EN

UCHS

NOMN

3. Объем выборки

=====

Объем выборки перфорируется в отдельной строке, например:

15.

4. Координаты линий

=====

Координаты линий – это наименования питающих подстанций и номера линий. Для работы программы файл VYB1.DAT готовится заранее.

Координаты одной линии перфорируются в отдельной строке по формату

19 FORMAT(4A4,4X,I5):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ПРИМЕР
1 – 16	PODST1,PODST2	ПОСТАВЫ
21 – 25	NLIN	505

В конце координат всех линий в отдельной строке записываются две звездочки – **.

Подготовка данных для определения потерь

=====

признак расчета (его значение равно 1);

параметры задачи;

объем выборки;

общие данные;

данные для расчета потерь в районе (файл VYB2.DAT).

Подготовка данных по пунктам 1, 2, 3 описана выше.

5. Общие данные

=====

Это параметры DOPP, T, SOTEN, KLIN, SKOLTR, SKOLT1, каждый из которых перфорируется бесформатно в отдельной строке.

5. Данные для расчета потерь в районе

=====

Файл, содержащий данные по линиям, должен быть подготовлен заранее (в качестве примера см. VYB2.DAT).

По каждой распределительной линии в отдельной строке могут быть отперфорированы пять показателей:

PODST1 PODST2 NLIN OTEN POTEN DWGU DWXX.

Кодировка этих показателей производится по формату:

FORMAT(2A8,4X,I5,4F10.2)

В конце данных в отдельной строке записываются две звездочки – **.

Файл данных VYB1.DAT

ШАРКОВЩИНА	501		ПРОЗОРКИ	500
ШАРКОВЩИНА	505		ПОСТАВЫ	501
ШАРКОВЩИНА	508		ПОСТАВЫ	507
ЛУЖКИ	506		КОМАИ	503
ЛУЖКИ	504		КОМАИ	508
КУРИЛОВИЧИ	502		ПОСТАВЫ	135
МИОРЫ	502		ШАРКОВЩИНА	502
ГЛУБОКОЕ	501		ШАРКОВЩИНА	506

ГЛУБОКОЕ	506		ШАРКОВЩИНА	509
ГЛУБОКОЕ	510		ЛУЖКИ	502
КОЗЬЯНЫ	501		ЛУЖКИ	505
ВОРОПАЕВО	503		КУРИЛОВИЧИ	504
ВОРОПАЕВО	506		ПРОЗОРКИ	503
ЛЫНТУПЫ	501		ГЛУБОКОЕ	503
КОМАИ	501		ГЛУБОКОЕ	507
МИОРЫ	504		ГЛУБОКОЕ	511
МИОРЫ	508		ВОРОПАЕВО	501
ПОГОСТ	502		ВОРОПАЕВО	504
ЯЗНО	501		ВОРОПАЕВО	507
ЦПР ДИСНА	510		ЛЫНТУПЫ	502
ЦПР ДИСНА	513		КОМАИ	502
ВОЛКОЛАТА	501		МИОРЫ	505
ВОЛКОЛАТА	504		МИОРЫ	509
ДОКШИЦЫ	506		ПОГОСТ	503
БЕГОМЛЬ	502		ЯЗНО	502
БЕГОМЛЬ	505		ЦПР ДИСНА	511
БРАСЛАВ	506		ЦПР ДИСНА	5
БРАСЛАВ	502		ВОЛКОЛАТА	502
ОПСА	503		ДОКШИЦЫ	501
ВИДЗЫ	504		ДОКШИЦЫ	507
ВИДЗЫ	502		БЕГОМЛЬ	503
КОЗЬЯНЫ	502		БРАСЛАВ	508
ДРУЯ	503		БРАСЛАВ	504
ПУТЬ К КОММУНИЗМУ	503		БРАСЛАВ	501
ДРУЖБА НАРОДОВ	502		ОПСА	501
ВЕРХНЕЕ	505		ВИДЗЫ	505
ВЕРХНЕЕ	503		КОЗЬЯНЫ	505
ПОДСВИЛЬЕ	502		ДРУЯ	504
ПОДСВИЛЬЕ	505		ДРУЯ	501
БРАСЛАВСКАЯ ГРЭС	504		ПОГОСТ	5040
ИОДЫ	502		ЯЗНО	503
ВЕРХНЕЕ	506		ЦПР ДИСНА	512
ПОДСВИЛЬЕ	500		ВЕРХНЕДВИНСК	513
ПОДСВИЛЬЕ	503		ВОЛКОЛАТА	503

ПОДСВИЛЬЕ	506		ДОКШИЦЫ	505
ПРОЗОРКИ	501		БЕГОМЛЬ	501
ПОСТАВЫ	503		БЕГОМЛЬ	504
ПОСТАВЫ	508		БРАСЛАВ	507
КОМАИ	50		БРАСЛАВ	503
ПОСТАВЫ	515		ОПСА	504
ПОСТАВЫ	136		ВИДЗЫ	506
ШАКОВЩИНА	504		ВИДЗЫ	503
ШАКОВЩИНА	507		КОЗЬЯНЫ	504
ЛУЖКИ	501		ДРУЯ	502
ЛУЖКИ	503		ПУТЬ К КОММУНИЗМУ	504
КУРИЛОВИЧИ	501		ДРУЖБА НАРОДОВ	505
МИОРЫ	501		ИОДЫ	504
ПРОЗОРКИ	504		ВЕРХНЕЕ	507
ГЛУБОКОЕ	504		ПОДСВИЛЬЕ	501
**				

ВИД РАСЧЕТА	ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ВЫБОРКИ СХЕМ
-------------	----------------------------------

ЭНЕРГОСИСТЕМА	Энергосистема “М”
---------------	-------------------

УЧАСТОК СЕТИ	ПЭС “М”
--------------	---------

НОМ. НАПРЯЖЕНИЕ СЕТИ	6 – 10
----------------------	--------

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

ЗАДАННЫЙ ОБЪЕМ ВЫБОРКИ – 15.0 %

ПОДСТАНЦИЯ	НОМЕР ЛИНИИ	ПОДСТАНЦИЯ	НОМЕР ЛИНИИ	ПОДСТАНЦИЯ	НОМЕР ЛИНИИ
ШАРКОВЩИНА	501	ШАРКОВЩИНА	505	ШАРКОВЩИНА	508
ЛУЖКИ	506	ЛУЖКИ	504	КУРИЛОВИЧИ	502
МИОРЫ	502	ГЛУБОКОЕ	501	ГЛУБОКОЕ	506
ГЛУБОКОЕ	510	КОЗЬЯНЫ	501	ВОРОПАЕВО	503
ВОРОПАЕВО	506	ЛЫНТУПЫ	501	КОМАИ	501
МИОРЫ	504	МИОРЫ	508	ПОГОСТ	502
ЯЗНО	501	ЦПР ДИСНА	510	ЦПР ДИСНА	513
ВОЛКОЛАТА	501	ВОЛКОЛАТА	504	ДОКШИЦЫ	506

БЕГОМЛЬ	502	БЕГОМЛЬ	505	БРАСЛАВ	506
БРАСЛАВ	502	ОПСА	503	ВИДЗЫ	504
ВИДЗЫ	502	КОЗЬЯНЫ	502	ДРУЯ	503
ПУТЬ К КОММУНИЗМУ	503	ДРУЖБА НАРОДОВ	502	ВЕРХНЕЕ	505
ВЕРХНЕЕ	508	ПОДСВИЛЬЕ	502	ПОДСВИЛЬЕ	505
ПРОЗОРКИ	500	ПОСТАВЫ	501	ПОСТАВЫ	507
КОМАИ	503	КОМАИ	508	ПОСТАВЫ	135
ШАРКОВЩИНА	502	ШАРКОВЩИНА	506	ШАРКОВЩИНА	509
ЛУЖКИ	502	ЛУЖКИ	505	КУРИЛОВИЧИ	504
ПРОЗОРКИ	503	ГЛУБОКОЕ	503	ГЛУБОКОЕ	507
ГЛУБОКОЕ	511	ВОРОПАЕВО	501	ВОРОПАЕВО	504
ВОРОПАЕВО	507	ЛЫНГУПЫ	502	КОМАИ	502
МИОРЫ	505	МИОРЫ	509	ПОГОСТ	503
ЯЗНО	502	ЦПР ДИСНА	511	ЦПР ДИСНА	5
ВОЛКОЛАТА	502	ДОКШИЦЫ	501	ДОКШИЦЫ	507
БЕГОМЛЬ	503	БРАСЛАВ	508	БРАСЛАВ	504
БРАСЛАВ	501	ОПСА	501	ВИДЗЫ	505
КОЗЬЯНЫ	505	ДРУЯ	504	ДРУЯ	501
БРАСЛАВСКАЯ ГРЭС	504	ИОДЫ	502	ВЕРХНЕЕ	506
ПОДСВИЛЬЕ	500	ПОДСВИЛЬЕ	503	ПОДСВИЛЬЕ	506
ПРОЗОРКИ	501	ПОСТАВЫ	503	ПОСТАВЫ	508
КОМАИ	50	ПОСТАВЫ	515	ПОСТАВЫ	136
ШАРКОВЩИНА	504	ШАРКОВЩИНА	507	ЛУЖКИ	501
ЛУЖКИ	503	КУРИЛОВИЧИ	501	МИОРЫ	501

ПРОЗОРКИ	504	ГЛУБОКОЕ	504	ГЛУБОКОЕ	509
ГЛУБОКОЕ	512	ВОРОПАЕВО	502	ВОРОПАЕВО	505
ВОРОПАЕВО	509	ЛЫНГУПЫ	503	МИОРЫ	503
МИОРЫ	507	ПОГОСТ	501	ПОГОСТ	5040
ЯЗНО	503	ЦПР ДИСНА	512	ВЕРХНЕДВИНСК	513
ВОЛКОЛАТА	503	ДОКШИЦЫ	505	БЕГОМЛЬ	50
БЕГОМЛЬ	504	БРАСЛАВ	507	БРАСЛАВ	503
ОПСА	504	ВИДЗЫ	506	ВИДЗЫ	503
КОЗЬЯНЫ	504	ДРУЯ	502	ПУТЬ К КОММУНИЗМУ	504
ДРУЖБА НАРОДОВ	505	ИОДЫ	504	ВЕРХНЕЕ	507
ПОДСВИЛЬЕ	501	ПОДСВИЛЬЕ	504	ПОДСВИЛЬЕ	509
ПРОЗОРКИ	502	ПОСТАВЫ	505	ПОСТАВЫ	509
КОМАИ	507	ПОСТАВЫ	134		

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

СОСТАВ ВЫБОРКИ

НОМЕР СХЕМЫ	ПОДСТАНЦИЯ	НОМЕР ЛИНИИ
1	ШАРКОВЩИНА	505
2	ВОРОПАЕВО	509
3	БРАСЛАВ	507
4	ВОЛКОЛАТА	504

5	ПОДСВИЛЬЕ	505
6	БЕГОМЛЬ	502
7	ГЛУБОКОЕ	511
8	ПОСТАВЫ	136
9	ЦПР ДИСНА	510
10	ВИДЗЫ	505
11	ПРОЗОРКИ	501
12	ВОЛКОЛАТА	501
13	ПОСТАВЫ	508
14	ОПСА	503
15	БЕГОМЛЬ	501
16	ПОСТАВЫ	501
17	ДОКШИЦЫ	505
18	БЕГОМЛЬ	505
19	КУРИЛОВИЧИ	504
20	ПОДСВИЛЬЕ	502

В выборку отобрано 20 схем

Файл данных VYB2.DAT

БРАСЛАВ	506	1169.28	75.93	0.05	16.57
БРАСЛАВ	502	1340.59	125.93	3.29	31.19
КОМАИ	501	1427.84	84.16	0.57	18.62

ЦПР ДИСНА	510	2368.59	103.08	0.44	25.93
ЛЫНТУПЫ	501	2119.29	209.05	4.07	51.42
КУРИЛОВИЧИ	502	588.44	184.03	0.39	48.48
ВОЛКОЛАТА	502	1520.75	84.81	1.21	24.63
ЦПР ДИСНА	513	1271.40	119.68	1.09	33.69
ЛУЖКИ	501	1182.20	138.27	0.27	31.54
ПУТЬ К КОММУНИЗМУ	504	1240.85	82.35	0.32	21.72
ЛУЖКИ	506	1111.68	189.71	4.31	43.33
ВОРОПАЕВО	506	2491.93	152.15	3.90	18.75
ЦПР ДИСНА	5	1247.49	59.26	0.69	7.18
ШАРКОВЩИНА	501	469.44	90.85	0.31	28.73
ДРУЯ	503	824.31	54.11	0.17	17.17
БЕГОМЛЬ	502	1097.65	59.91	0.30	19.15
ПОГОСТ	502	2947.54	267.92	4.93	26.19
ВОЛКОЛАТА	151	990.01	75.16	1.27	16.70
ГЛУБОКОЕ	503	940.53	212.97	1.28	48.60

Файл результатов VYB2.RES

ВИД РАСЧЕТА	ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА ПОТЕРЬ В РАЙОНЕ
-------------	--------------------------------------

ЭНЕРГОСИСТЕМА	Энергосистема "М"
---------------	-------------------

УЧАСТОК СЕТИ	ПЭС "М"
--------------	---------

НОМ. НАПРЯЖЕНИЕ СЕТИ	6 – 10
----------------------	--------

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

ДОПУСТИМАЯ ПОГРЕШНОСТЬ	20.0 %
------------------------	--------

ПАРАМЕТР T	1.040
--------------	-------

ОТПУСК ЭНЕРГИИ В СЕТЬ РАЙОНА	216.10 ГВт·ч
------------------------------	--------------

КОЛИЧЕСТВО СХЕМ В СЕТИ РАЙОНА	134
-------------------------------	-----

КОЛИЧЕСТВО ТРАНСФОРМАТОРОВ В СЕТИ	2451
-----------------------------------	------

КОЛИЧЕСТВО ТРАНСФОРМАТОРОВ В СХЕМАХ ВЫБОРКИ	333
---	-----

НОМЕР СХЕМЫ	ПОДСТАНЦИЯ	НОМЕР ЛИНИИ	ОТПУСК ЭНЕРГИИ (МВт·ч)	ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ (МВт·ч)	ПОТЕРИ ГОЛ. УЧ. (МВт·ч)	ПОТЕРИ ХХ В ТР – РАХ (МВт·ч)
1	БРАСЛАВ	506	1169.28	75.93	.05	16.57
2	БРАСЛАВ	502	1340.59	125.93	3.29	31.19
3	КОМАИ	501	1427.84	84.161	.57	18.62
4	ЦПР ДИСНА	510	2368.59	103.08	.44	25.93

5	ЛЫНТУПЫ	501	2119.29	209.05	4.07	51.42
6	КУРИЛОВИЧИ	502	588.42	184.03	.39	48.48
7	ВОЛКОЛАТА	502	1520.75	84.81	1.21	24.63
8	ЦПР ДИСНА	513	1271.40	119.68	1.09	33.69
9	ЛУЖКИ	501	1182.20	138.27	.27	31.54
10	ПУТЬ К КОММУНИЗМУ	504	1240.85	82.35	.32	21.72
11	ЛУЖКИ	506	1111.68	189.71	4.31	43.33
12	ВОРОПАЕВО	506	2491.93	152.15	3.90	18.75
13	ЦПР ДИСНА	5	1247.49	59.26	.69	7.18
14	ШАРКОВЩИНА	501	469.44	90.85	.31	28.73
15	ДРУЯ	503	824.31	54.11	.17	17.17
16	БЕГОМЛЬ	502	1097.65	59.91	.30	19.15
17	ПОГОСТ	502	2947.54	267.92	4.93	26.19
18	ВОЛКОЛАТА	501	990.01	75.16	1.27	16.70
19	ГЛУБОКОЕ	503	940.53	212.97	1.28	48.60

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Вариант – 1

ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ		НИЖНЯЯ ГРАНИЦА ИНТЕРВАЛА	МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОЖИДАНИЕ	ВЕРХНЯЯ ГРАНИЦА ИНТЕРВАЛА
СРЕДНЕЕ ДЛЯ СХЕМЫ (ГВт·ч)		.1256	.1570	.1884
В СЕТЯХ РАЙОНА	ГВт·ч	16.8277	21.0346	25.2416
	%	7.7870	9.7338	11.6806

расчет окончен

Вариант – 2

ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ		НИЖНЯЯ ГРАНИЦА ИНТЕРВАЛА	МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОЖИДАНИЕ	ВЕРХНЯЯ ГРАНИЦА ИНТЕРВАЛА
СРЕДНЕЕ ДЛЯ СХЕМЫ (ГВт·ч)		.1352	.1690	.2028
В СЕТЯХ РАЙОНА	ГВт·ч	18.1143	22.6429	27.1714
	%	8.3824	10.4780	12.5735

расчет окончен

Вариант – 3

ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ		НИЖНЯЯ ГРАНИЦА ИНТЕРВАЛА	МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОЖИДАНИЕ	ВЕРХНЯЯ ГРАНИЦА ИНТЕРВАЛА
СРЕДНЕЕ ДЛЯ СХЕМЫ (ГВт·ч)		.1353	.1691	.2029
В СЕТЯХ РАЙОНА	ГВт·ч	18.1267	22.6583	27.1900
	%	8.3881	10.4851	12.5821

расчет окончен

3. АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1. Программа TRANS построения оптимального плана замены трансформаторов в распределительных сетях 6 – 10 кВ

TRANS. Назначение и краткая характеристика программы

Программа TRANS /1, 12/ предназначена для построения оптимальных планов замены трансформаторов на однотрансформаторных понижающих подстанциях 6(10)/0.4 кВ. План строится по каждой трансформаторной подстанции (см. файл TRANS.RES), после чего проводится машинный анализ планов по всей сети. ЭВМ автоматически строит таблицы (см. файл TRANS.RES), из которых видно, как предприятию планировать замену трансформаторов. Первая таблица (распечатка 3), показывает какие трансформаторы, в каком году и сколько необходимо было бы иметь в случае перехода на оптимальные планы. Вторая таблица (распечатка 2) определяет общее количество трансформаторов, установленных в данной сети (по номинальным мощностям). Третья таблица (распечатка 4) – это результат обобщенного анализа данных первой и второй таблиц. Из нее видно, какие трансформаторы и в каком году надо продать, а какие купить.

В качестве исходной информации в программе TRANS используется схема сети с указанием марок и длин проводов и кабелей (как в программах REKVIN и DE10) и режимная информация по трансформаторным подстанциям (как в программе DE10).

Для оптимизационных расчетов дополнительно требуется некоторая технико – экономическая информация.

Объем рассчитываемой сети практически не ограничен.

TRANS. Краткие методические сведения

В процессе эксплуатации распределительных сетей необходимость в замене трансформаторов на однотрансформаторных понижающих подстанциях 6(10)/0.4 кВ возникает при перегрузке и повреждении трансформаторов, а также при низком коэффициенте загрузки установленной трансформаторной мощности.

Во всех случаях требуется найти: на трансформатор какой номинальной мощности следует заменить установленный (поврежденный), в каком году и с каким технико – экономическим эффектом.

Предложена следующая методика решения данной задачи /12/. Заданы: начальное значение максимальной нагрузки подстанции S_0 , степенной закон ее изменения во времени $S(t)$, расчетный период T и естественный среднегодовой коэффициент прироста нагрузки α .

По этим данным определяются нагрузки S_t по каждому году расчетного периода:

$$S_t = S_0 \cdot (1 + \alpha)^t, \quad t = \overline{1, T}. \quad (3.1)$$

Получаем диапазон нагрузок $S_1 - S_T$. Из шкалы номинальных мощностей трансформаторов (25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630 кВ·А) выбираются M трансформаторов, номинальная мощность $S_{\bar{m}}$ и нагрузочная способность которых соответствуют рассчитанному диапазону $S_1 - S_T$:

$$S_{\bar{m}} (S_1 - S_0). \quad (3.2)$$

M выбранных трансформаторов служат основой для отыскания оптимального плана замены трансформаторов на данной подстанции. Оптимальный план выбирается из $2 \cdot (M - 1)$ допустимых планов развития подстанции по минимуму приведенных затрат.

Построение планов осуществляется путем формирования логической матрицы L , элементами $l_{i,j}$ которой являются нули и единицы. Одна строка матрицы соответствует одному плану. Она представляет собой нечетное десятичное число, вычисляемое по формуле

$$2n - 1, \quad n = \overline{1, 2}$$

и записанное в двоичной системе счисления. Единица в плане указывает на наличие трансформатора в плане, нуль – на его отсутствие.

Например, при $M = 3$ имеем три трансформаторные мощности S_1 , S_2 и S_3 . Тогда $2 \cdot (M - 1)$ равно 4 и по формуле имеем четыре нечетных числа – 1, 3, 5 и 7, которые в двоичной системе счисления имеют вид соответственно – 001, 011, 101 и 111. Матрица L в этом случае будет выглядеть:

$$L = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix}$$

а матрица \dot{I} допустимых планов замены трансформаторов (при принятых выше условиях) имеет вид:

$$\dot{I} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & S_3 \\ 0 & S_2 & S_3 \\ S_1 & 0 & S_3 \\ S_1 & S_2 & S_3 \end{vmatrix}$$

Видно, что в первом плане предусматривается эксплуатация на ТП только одного трансформатора мощностью S_3 , во втором и третьем варианте – двух: S_2 , S_3 и S_1 , S_3 , а в четвертом – трех: S_1 , S_2 , S_3 .

Во втором, третьем и четвертом вариантах необходимо искать время замены i – го трансформатора меньшей номинальной мощности на v – ю большую по техническим (перегрузка) или экономическим (минимум затрат) причинам.

Сравнение планов выполняется по приведенным затратам, вычисляемым для каждого j варианта замены по формуле

$$C_j = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^M ((C_{jit} + dC_{jivt}) \cdot (1 + E_{\dot{I}})^{\tau-t}) \right), \quad (3.3)$$

где τ – год приведения затрат;

$E_{\dot{I}}$ – коэффициент приведения затрат к году τ ;

dC_{jivt} – дополнительные затраты на демонтаж “старого” трансформатора, монтаж нового, транспортные расходы и стоимость недоотпуска за время замены трансформаторов;

C_{jit} – затраты на трансформацию электроэнергии i – м трансформатором в год t :

$$C_{jit} = (p_a + p_t) \cdot K_{ji} + \left(P_{0ji} \cdot T + P_{\dot{e}cji} \cdot \left(\frac{S_{ij}}{S_{\dot{m}ji}} \right) \cdot \tau \right) \cdot \beta, \quad (3.4)$$

здесь p_a – норма амортизационных отчислений;

p_t – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

K_{ji} – стоимость трансформатора;

P_{0ji} , $P_{\dot{e}cji}$ – потери мощности х. х. и к. з.;

T – число часов в году;

τ – время потерь;

S_{mji} – номинальная мощность трансформаторов;

β – стоимость 1 кВт·ч потерь.

TRANS. Описание параметров

В список переменных включены только исходные данные:

NFILE	номер файла
PA	норма амортизационных отчислений, о. е.
PH	нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений
GPI	коэффициент приведения затрат, о. е.
SP(1)	стоимость 1 кВт·ч потерянной энергии, руб/кВт·ч
PRN(1)	коэффициент прироста электропотребления, о. е.
KP	расчетный период, лет
KSS	число трансформаторов в стандартной шкале, шт.
M6	первый год расчетного периода
UST	наименование участка сети
M3	число питающих подстанций в участке сети
PST	наименование подстанции
KL	число отходящих линий
UNOM	номинальное напряжение сети
NL	номер линии
N1	номер начала ветви
N2	номер конца ветви
MAP	марка провода или признак абонентского трансформатора (АБТП)
DLS	длина ветви или мощность трансформатора
NY	номер узла
TE	нагрузка узла, заданная максимальным током или отпуском энергии с шин 0.4 кВ ТП
TM	время использования максимальной активной нагрузки
CS	коэффициент мощности

TRANS. Правила подготовки данных

Исходные данные описаны в том порядке, в каком они вводятся в память ЭВМ.

В исходных данных выделяются:

номер файла;

информационная карта управления печатью;

параметры задачи;

параметры подстанции;

параметры головного участка;

параметры ветвей;

параметры узлов.

Номер файла

=====

Номер файла перфорируется в отдельной строке:

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1	NFILE	I1	1

Нормативно-справочная информация

=====

Нормативно – справочные показатели перфорируются в отдельной строке. Перфорация данных осуществляется следующим образом:

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 10	PA	F10.0	0.063
11 – 20	PH	F10.0	0.12
21 – 30	GR1	F10.0	0.08
31 – 40	SP(1)	F10.0	0.02
41 – 50	PRN(1)	F10.0	0.06
51 – 60	KP	I10	15
61 – 70	KSS	I10	9
71 – 80	M6	I10	2000

Параметры задачи, параметры подстанции, параметры головного участка линии, параметры ветвей и узлов готовятся так же как и для программы DE10, это означает, что файлы данных, подготовленные для программы DE10 можно использовать для расчетов программой TRANS.

Файл данных TRANS.DAT

1 ВАРИАНТ

1 ДАННЫЕ	1 ЛИНИЯ	1 ПОДСТАНЦИЯ	11 РЕЖИМ	1 УЧАСТОК	1
----------	---------	--------------	----------	-----------	---

0.063	0.12	0.08	0.02	0.1	15	21	2000
-------	------	------	------	-----	----	----	------

ЭНЕРГОСИСТЕМА	СЕТИ ПЭС	1
---------------	----------	---

ЭНГЕЛЬС 110/10	1	10.0	0.4	10.5
----------------	---	------	-----	------

5	1159.	5.	26.	5.
---	-------	----	-----	----

1 – 10	A – 70	0.5		10 – 30		-400.
10 – 11	A – 70	0.9		11 – 2		-30.
11 – 12	A – 70	0.6		12 – 3		-160.
12 – 13	A – 70	0.4		13 – 4		-60.
13 – 14	A – 70	1.15		14 – 5		-30.
14 – 15	A – 70	0.2		15 – 16	АС – 35	0.16
16 – 6	АБТП	-100.		15 – 17	АС – 35	0.35
17 – 18	АС – 35	0.35		18 – 7		-160.
17 – 19	АС – 35	0.6		19 – 9		-250.
**						
4	-62.8	3000	0.9	6	-41.6	3000. 0.9
9	-141.6	3000	0.9	2	-50.	3000. 0.9
30	-165.	3000	0.9	3	-162.	3000. 0.9
5	-46.6	3000	0.9	7	150.4	3000. 0.9
**						

NFILE = 1

ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТА УПРАВЛЕНИЯ ПЕЧАТЬЮ

1 ДАННЫЕ	1 ЛИНИЯ	1 ПОДСТАНЦИЯ	1 УЧАСТОК	5 ПЕЧАТЬ
----------	---------	--------------	-----------	----------

НОРМА АМОРТИЗАЦИОННЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ	.063
НОРМАТИВНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ	.120
КОЭФФИЦИЕНТ ПРИВЕДЕНИЯ ЗАТРАТ	.08
СТОИМОСТЬ 1 КВТ·Ч ПОТЕРЯННОЙ ЭНЕРГИИ	.020 РУБ/КВТ·Ч
КОЭФФИЦИЕНТ ПРИРОСТА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ	.100
РАСЧЕТНЫЙ ПЕРИОД	15 ЛЕТ
ЧИСЛО ТРАНСФОРМАТОРОВ В СТАНДАРТНОЙ ШКАЛЕ	21 ШТ
ГОД ОПТИМИЗАЦИИ	2000 ГОД

ПАРАМЕТРЫ ЗАДАЧИ

ЭНЕРГОСИСТЕМА	УЧАСТОК СЕТИ	КОЛ – ВО ПОДСТАНЦИЙ
ЭНЕРГОСИСТЕМА	СЕТИ ПЭС	1

ПАРАМЕТРЫ ПОДСТАНЦИИ

НАИМЕНОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ ИЛИ ЕЕ НОМЕР	ЧИСЛО ОТХОДЯЩИХ ЛИНИЙ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ ШИН, КВ
ЭНГЕЛЬС 110/10	1	10.0

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N – 5
ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ВЕТВЯХ СХЕМЫ
КОЛИЧЕСТВО ВЕТВЕЙ – 18

НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР – РА С МИНУСОМ, КВА	НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР – РА С МИНУСОМ, КВА
1	10	А – 70	.50	10	30		-400.00
10	11	А – 70	.90	11	2		-30.00
11	12	А – 70	.60	12	3		-160.00
12	13	А – 70	.40	13	4		-60.00
13	14	А – 70	1.15	14	5		-30.00
14	15	А – 70	.20	15	16	АС – 35	.16
16	6	АБТП	-100.00	15	17	АС – 35	.35
17	18	АС – 35	.35	18	7		-160.00
17	19	АС – 35	.60	19	9		-250.00

ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЗЛАХ СХЕМЫ
КОЛИЧЕСТВО УЗЛОВ – 8

НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ·Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ	НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ·Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ
4	-62.8	3000.	.90	6	-41.6	3000.	.90
9	-141.6	3000.	.90	2	-50.0	3000.	.90
30	-165.0	3000.	.90	3	-162.0	3000.	.90
5	-46.6	3000.	.90	7	-150.4	3000.	.90

Распечатка 1

ПАРАМЕТРЫ ОПТИМИЗАЦИИ

ПЕРИОД ОПТИМИЗАЦИИ ЛЕТ	КОЭФФИЦИЕНТ ПРИРОСТА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ	СТОИМОСТЬ 1 КВТ·Ч ПОТЕРЯННОЙ ЭНЕРГИИ РУБ/КВТ·Ч
15	.10	.02

Наименование подстанции	Номер линии	Номер ТП	Устан. мощн. тр – ра	Загруз.	Реком. мощн. тр – ра	Годы замены	Причина замены	Нагрузка	Загруз.	Снижен. потерь энергии	Эконом. эффект
			кВА	%	кВА			кВА	%		
Энгельс 110/10	5	30	400	28.58	160	2000		165.0/114.3	71.45	-452.4	271.76
					250	2010	Техн.	428.0/296.5	118.60		
					400	2014	Техн.	626.6/434.1	108.53		
Энгельс 110/10	5	2	30	115.47	40	2000	Техн.	50.0/34.6	86.60	697.8	47.96
Энгельс 110/10	5	3	160	70.15	250	2010	Техн.	420.2/291.1	116.45	-52.7	80.05
					400	2014	Техн.	615.2/426.2	106.55		
Энгельс 110/10	5	4	60	72.52	63	2000	Техн.	62.8/43.5	69.06	1526.7	104.58
Энгельс 110/10	5	5	30	107.62	40	2000		46.6/32.3	80.71	782.7	51.75
Энгельс 110/10	5	6	100	28.82	40	2000		41.6/28.8	72.05	112.5	24.43
Энгельс 110/10	5	7	160	65.13	250	2011	Техн.	429.1/297.3	118.92	-170.5	67.63
Энгельс 110/10	5	9	250	39.24	160	2000		141.6/98.1	61.31	-168.1	40.62
					250	2011	Техн.	404.0/279.9	111.96		

Распечатка 2

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N – 5
ПОДСТАНЦИЯ –ЭНГЕЛЬС 110/10

КОЛИЧЕСТВО УСТАНОВЛЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

кВА	25	40	63	100	160	250	400	630	1000	20	30	50	100	135	180	240	320	420	560	750	1000	
шт.	0	0	0	1	2	1	1	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Распечатка 3

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N – 5 ПОДСТАНЦИЯ – ЭНГЕЛЬС 110/10 КОЛИЧЕСТВО НЕОБХОДИМЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО ГОДАМ РАСЧЕТНОГО ПЕРИОДА

	кВА	25	40	63	100	160	250	400	630	1000
Год										
2000		0	3	1	0	4	0	0	0	0
2001		0	0	0	0	0	0	0	0	0
2002		0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003		0	0	0	0	0	0	0	0	0
2004		0	0	0	0	0	0	0	0	0

Распечатка 4

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N – 5 ПОДСТАНЦИЯ – ЭНГЕЛЬС 110/10

КОЛИЧЕСТВО НЕОБХОДИМЫХ И ИЗБЫТОЧНЫХ
ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО ГОДАМ РАСЧЕТНОГО ПЕРИОДА

	кВА	25	40	63	100	160	250	400	630	1000	20	30	50	100	135	180	240	320	420	560	750	1000	
Год																							
2000		0	3	1	-1	2	-1	-1	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2001		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2002		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2004		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

3.2. Программа OPTIMA разработки оптимального плана замены проводов воздушных линий

OPTIMA. Назначение и краткая характеристика программы

Программа OPTIMA /1, 13/ предназначена для построения оптимальных планов замены проводов воздушных линий распределительных сетей 6 – 20 кВ.

Планы строятся для выделенных участков линий. Это будут все участки со стальными проводами и те, двигаясь по которым в направлении от питающих шин линии к ее понижающим трансформаторам, суммарные потери напряжения больше допустимых. Это означает, что для выделенного участка величина потерь напряжения, вычисленная в виде разности суммарных допустимых потерь и расчетной суммы потерь на указанном пути на всех участках, кроме данного, будет отрицательной.

В каждом плане (файл OPTIMA.RES) указаны: токовая нагрузка и провод, подвешенный на участке, а также сечение провода, рекомендуемое к подвеске вместо установленного, и динамика его изменения в пределах принятого расчетного периода.

В качестве исходной информации используются те же данные, что и в программе TRANS. Разница будет лишь в нормативно – справочной информации.

OPTIMA. Основные методические сведения

Методические проработки по программе OPTIMA в полном объеме приведены в /13/.

Здесь отметим следующее.

В основу методики положен расчет режима распределительной сети с одновременной оптимизацией (построением планов) выделенных участков линии.

Построение планов осуществляется как и в программе TRANS – строится область допустимых планов, которые сравниваются между собой по приведенным затратам, и по критерию минимума затрат определяется оптимальный план замены провода на данном участке линии.

OPTIMA. Описание параметров

В список переменных включены только нормативно – справочные показатели:

PA	норма амортизационных отчислений, о. е.
PH	нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, о. е.
GPI	коэффициент приведения затрат, о. е.
DUDOR	допустимые потери напряжения в сети, %
SLK	коэффициент ликвидной стоимости, о. е.
SP(1)	стоимость 1 кВт·ч потерянной энергии, руб/кВт·ч
RPN(1)	коэффициент прироста электропотребления, о. е.
KP	расчетный период
KSS	число сечений проводов в стандартной шкале
M6	год оптимизации

ОПТИМА. Правила подготовки исходных данных

Исходные данные для проведения расчетов по программе ОПТИМА готовятся так же, как и для программы TRANS, кроме нормативно – справочной информации.

Нормативно – справочная информация

=====

Нормативно – справочные показатели перфорируются в отдельной строке. Перфорация данных осуществляется следующим образом:

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1 – 10	PA	F10.0	0.063
11 – 20	PH	F10.0	0.12
21 – 30	GPI	F10.0	0.08
31 – 40	DUDOR	F10.0	10.0
41 – 50	SLK	F10.0	0
51 – 60	SP(1)	F10.0	0.02
61 – 70	PRN(1)	F10.0	0.1
71 – 72	KP	I2	15
73 – 75	KSS	I3	4
76 – 80	M6	I5	2000

Параметры задачи, параметры подстанции, параметры головного участка линии, параметры ветвей и узлов готовятся так же как и для программы DE10, это означает, что файлы данных, подготовленные для программы DE10 можно использовать для расчетов программой ОПТИМА.

Файл данных ОПТИМА.DAT

1 ДАННЫЕ	1 ЛИНИЯ	1 ПОДСТАНЦИЯ	1 УЧАСТОК	5 ПЕЧАТЬ
----------	---------	--------------	-----------	----------

0.063	0.12	0.08	10.	0.	0.02	0.1	15	4	2000
-------	------	------	-----	----	------	-----	----	---	------

БЕЛГЛАВЭНЕРГО	УЧЕБНЫЙ	1
---------------	---------	---

ЭНГЕЛЬС 110/10	1	10.0	0.4
----------------	---	------	-----

5	1159	5.	26.	5.
---	------	----	-----	----

1	2	A – 25	.60		41	42		-60.00
2	4	ПС – 25	1.20		4	5	A – 50	.40
5	6	A – 35	.30		6	7		-30.00
5	8	A – 35	1.40		8	9	A – 35	1.40
9	10		-63.00		8	11	A – 35	1.50
11	12		-63.00		11	13	A – 35	.10
13	14	A – 35	.20		14	15		-250.00
14	16	A – 35	.30		16	17		-100.00
16	18	A – 35	1.20		18	19		-10.00
18	20	A – 35	.07		20	21		-40.00
4	22	A – 35	2.40		22	23	A – 25	.01
23	24		-63.00		22	25	A – 35	.80
25	26		-25.00		25	27	A – 35	.20
27	28	A – 35	1.10		28	29		-10.00
27	30	A – 35	1.00		30	31		-25.00
30	32	A – 35	.70		32	33		-25.00
32	34	A – 35	.60		34	35	A – 35	.20
35	36		-25.00		35	37	A – 35	.70
37	38		-100.00		37	39	AC – 35	.30
39	40		-63.00		34	41	A – 35	1.28

13	140		-100.00					
**								
7	-190.8	3000.	0.9		10	-41.6	3000.	0.9
12	-41.6	3000.	0.9		140	-66.	3000.	0.9
15	-165.	3000.	0.9		17	-66.	3000.	0.9
19	-6.6	3000.	0.9		21	-28.4	3000.	0.9
24	-41.6	3000.	0.9		26	-16.5	3000.	0.9
29	-6.6	3000.	0.9		31	-16.5	3000.	0.9
33	-160.5	3000.	0.9		38	-66.	3000.	0.9
40	-410.5	3000.	0.9		42	-35.6	3000.	0.9
36	-66.	3000.	0.9					
**								

NFILE = 1

ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТА УПРАВЛЕНИЯ ПЕЧАТЬЮ

1 ДАННЫЕ	1 ЛИНИЯ	1 ПОДСТАНЦИЯ	1 УЧАСТОК	5 ПЕЧАТЬ
----------	---------	--------------	-----------	----------

НОРМА АМОРТИЗАЦИОННЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ	.063
НОРМАТИВНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ	.120
КОЭФФИЦИЕНТ ПРИВЕДЕНИЯ ЗАТРАТ	.08
ДОПУСТИМЫЕ ПОТЕРИ НАПЯЖЕНИЯ	10.000 ПРОЦ
КОЭФФИЦИЕНТ ЛИКВИДНОЙ СТОИМОСТИ	.000
СТОИМОСТЬ 1 КВТ·Ч ПОТЕРЯННОЙ ЭНЕРГИИ	.020 РУБ/КВТ·Ч
КОЭФФИЦИЕНТ ПРИРОСТА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ	.100
ПАСЧЕТНЫЙ ПЕРИОД	15 ЛЕТ
ЧИСЛО СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ В СТАНДАРТНОЙ ШКАЛЕ	4 ШТ.
ГОД ОПТИМИЗАЦИИ	2000 ГОД

ПАРАМЕТРЫ ЗАДАЧИ

ЭНЕРГОСИСТЕМА	УЧАСТОК СЕТИ	КОЛ – ВО ПОДСТАНЦИЙ
БЕЛГЛАВЭНЕРГО	УЧЕБНЫЙ	1

ПАРАМЕТРЫ ПОДСТАНЦИИ

НАИМЕНОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ ИЛИ ЕЕ НОМЕР	ЧИСЛО ОТХОДЯЩИХ ЛИНИЙ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ ШИН, КВ
УШАЧИ	2	10.0

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N – 505
ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ВЕТВЯХ СХЕМЫ
КОЛИЧЕСТВО ВЕТВЕЙ – 41

Номер начала ветви	Номер конца ветви	Марка провода	Длина ветви, км или мощн. тр – ра с минусом, кВА	Номер начала ветви	Номер конца ветви	Марка провода	Длина ветви, км или мощн. тр – ра с минусом, кВА
1	2	A – 25	.60	41	42		-60.00
2	4	ПС – 25	1.20	4	5	A – 50	.40
5	6	A – 35	.30	6	7		-30.00
5	8	A – 35	1.40	8	9	A – 35	1.40
9	10		-63.00	8	11	A – 35	1.50
11	12		-63.00	11	13	A – 35	.10
13	14	A – 35	.20	14	15		-250.00
14	16	A – 35	.30	16	17		-100.00
16	18	A – 35	1.20	18	19		-10.00
18	20	A – 35	.07	20	21		-40.00
4	22	A – 35	2.40	22	23	A – 25	.01
23	24		-63.00	22	25	A – 35	.80
25	26		-25.00	25	27	A – 35	.20

27	28	A – 35	1.10	28	29		-10.00
27	30	A – 35	1.00	30	31		-25.00
30	32	A – 35	.70	32	33		-25.00
32	34	A – 35	.60	34	35	A – 35	.20
35	36		-25.00	35	37	A – 35	.70
37	38		-100.00	37	39	AC – 35	.30
39	40		-63.00	34	41	A – 35	1.28
13	140		-100.00				.00

**ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЗЛАХ СХЕМЫ
КОЛИЧЕСТВО УЗЛОВ – 17**

НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ·Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ	НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ·Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ
7	-190.8	3000.	0.90	10	-41.6	3000.	0.90
12	-41.6	3000.	0.90	140	-66.0	3000.	0.90
15	-165.0	3000.	0.90	17	-66.0	3000.	0.90
19	-6.5	3000.	0.90	21	-28.4	3000.	0.90
24	-41.6	3000.	0.90	26	-16.5	3000.	0.90
29	-6.6	3000.	0.90	31	-16.5	3000.	0.90
33	-160.5	3000.	0.90	38	-66.0	3000.	0.90
40	-410.5	3000.	0.90	42	-35.6	3000.	0.90
36	-66.0	3000.	0.90		.0	.0	.00

ПАРАМЕТРЫ ОПТИМИЗАЦИИ

ПЕРИОД ОПТИМИЗАЦИИ ЛЕТ	КОЭФФИЦИЕНТ ПРИРОСТА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ	СТОИМОСТЬ 1 КВТ·Ч ПОТЕРЯННОЙ ЭНЕРГИИ РУБ/КВТ·Ч
15	.10	.02

Наименование подстанции	Номер линии	Номер начала ветви	Номер конца ветви	Устан. марка пр – да	Реком. марка пр – да	Годы замены	Причина замены	Нагрузка	Снижен. потерь энергии	Изменен. эксплуат. расходов	Эконом. эффект
УШАЧИ	505	1	2	А – 25	А – 70	2000		47.1	40499.38	325.47	346.61
УШАЧИ	505	2	4	ПС – 25	А – 70	2000		47.1	589508.30	5502.52	4384.56

4. НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

4. 1. Программа NORMA расчета нормативов потерь электроэнергии для структурных подразделений энергосистемы

NORMA. Назначение и краткая характеристика программы

Программа NORMA /1, 14/ предназначена для расчета месячных (квартальных) нормативов потерь электроэнергии электросетевым предприятиям энергосистемы путем распределения между ними заданного месячного (квартального) общесистемного норматива.

В качестве приоритетных исходных данных (файл NORMA.DAT) используются:

1. По энергосистеме в целом:

распределяемый норматив потерь электроэнергии;

суммарный коэффициент отчислений от капиталовложений;

общее число структурных подразделений энергосистемы, участвующих в расчете;

количество структурных подразделений энергосистемы, для которых выполняется расчет нормативов потерь.

2. По каждому структурному подразделению:

порядковый номер и наименование подразделения;

отпуск энергии в сеть (по отчетным данным);

отчетные потери электроэнергии;

коэффициент эффективности мероприятий по снижению потерь в подразделении;

стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии.

В результате работы программы на печать выдаются (файл NORMA.RES) искомые нормативы потерь и их коэффициенты напряженности.

NORMA. Основные методические сведения

В основу методики нормирования потерь электроэнергии подчиненным энергосистеме структурным подразделениям (например, предприятиям электрических сетей – ПЭС) положен принцип, когда вначале устанавливается величина потерь $dW_{\bar{n}i}$ для энергосистемы в целом, а затем уже определяются нормативы потерь электроэнергии для каждого ПЭС. При этом распределению между сетевыми

предприятиями подлежит часть $dW_{\bar{n}\bar{d}}^i$ общесистемного норматива потерь $dW_{\bar{n}i}$, определяемая как

$$dW_{\bar{n}\bar{d}}^i = dW_{\bar{n}i} - \sum_{m+1}^n (dW_i^i), \quad (3.5)$$

где n – общее число структурных подразделений энергосистемы, участвующих в расчете;

m – число структурных подразделений, не участвующих в распределении норматива.

Для подразделений, не участвующих в распределении системного норматива норматив потерь dW_i^i приравнивается к их отчетным потерям $dW_i^{\hat{i}\hat{d}}$ за любой месяц (квартал):

$$dW_i^i = dW_i^{\hat{i}\hat{d}}, \quad i = \overline{m+1, n}. \quad (3.6)$$

Математически модель задачи имеет вид:

$$\zeta = \sum_1^m (P_c \cdot \alpha_i \cdot d_i - \alpha_i \cdot \beta_i) \cdot dW_i^{\hat{i}\hat{d}} \rightarrow \min, \quad (3.7)$$

$$dW_{\bar{n}\bar{d}}^i = \sum_1^m (1 - \alpha_i) \cdot dW_i^{\hat{i}\hat{d}}, \quad \alpha > 0 \quad (3.8)$$

где ζ – целевая функция (суммарные приведенные затраты);

α – параметры оптимизации;

P_c – суммарный коэффициент отчислений от капиталовложений;

d_i – коэффициент эффективности мероприятий по снижению потерь, определяемый по данным отчетного года:

$$d = \frac{K}{dW}, \quad \text{руб/кВт·ч}$$

K – капзатраты на выполнение мероприятий по снижению потерь dW в отчетном году (приближенно коэффициент d можно определить как)

$$d_i = \frac{100}{dW_{\%}^{\hat{i}\hat{d}}}$$

где $dW_{\%}^{i\delta\pm}$ – отчетные потери в процентах за рассматриваемый месяц или квартал;

β_i – стоимость потерь электроэнергии.

В результате решения сформулированной задачи определяются параметры оптимизации α_i^* , обеспечивающие минимум функции ζ , на основе которых рассчитываются искомые нормативы потерь

$$dW_i = (1 - \alpha_i^*) \cdot dW_i^{i\delta\pm}, \quad i = \overline{1, m},$$

и вычисляются нижние и верхние границы их доверительных интервалов, а также коэффициенты напряженности нормативов:

$$R_i = \frac{dW_i^{i\delta\pm}}{dW_i^i} = \frac{1}{1 - \alpha_i^*}.$$

Разработанная математическая модель обеспечивает сбалансированность нормативов потерь, т. е.

$$\sum_{m+1}^n (dW_i^i) = dW_n^i.$$

NORMA. Описание переменных

В список переменных включены только те имена, которые относятся к исходным данным:

VARs	номер варианта расчета
RR	время расчета
PEO	наименование системы
PLGOD	год расчета
DWSDIR	норматив потерь электроэнергии по энергосистеме в целом, млн. кВт·ч
PS	суммарный коэффициент отчислений от капиталовложений
N	общее число структурных подразделений энергосистемы, участвующих в расчете
M	число структурных подразделений энергосистемы, для которых вы-

	полняется расчет нормативов потерь
NPOR	порядковый номер подразделения
PODRAS	наименование подразделения
WOCO	отпуск энергии в сеть (по отчетным данным), млн. кВт·ч
DWSO	отчетные потери электроэнергии, млн. кВт·ч
A	коэффициент эффективности мероприятий по снижению потерь в подразделении, руб./кВт·ч
BETTA	стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии, коп./кВт·ч

NORMA. Правила подготовки исходных данных

В исходные данные входят:

номер варианта расчета (одна строка);

время расчета (одна строка);

общие данные (одна строка);

число подразделений (одна строка);

данные по подразделениям (*N* строк);

** – признак конца файла.

Перфорация данных выполняется следующим образом:

Номер варианта расчета
=====

В данной модификации программы номер варианта расчета всегда один – 1 вариант расчета.

Перфорируется в позициях строки дисплея 1 – 20:

3 FORMAT(5A4):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ПРИМЕР
1 – 20	VAR5	1 вариант расчета

Время расчета
=====

298 FORMAT(20A4):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ПРИМЕР
1 – 80	RR	март 1992г.

Общие данные

=====

270 FORMAT(4A4, 4X, I4, 5X, 4F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ПРИМЕР
1 – 16	PEO	ЭНЕРГОСИСТЕМА “П”
21 – 24	PLGOD	1992
30 – 39	DWSDIR	90.
40 – 49	PS	0.16

Число подразделений

=====

271 FORMAT(I2, 1X, I2)

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ПРИМЕР
1 – 2	N	3
4 – 5	M	2

Данные по подразделениям

=====

Данные об одном подразделении перфорируются в одной строке дисплея. Число строк данных всегда равно *N*. В конце файла данных перфорируются две звездочки – **. Структура одной строки данных по подразделениям определяется форматом:

234 FORMAT(I2, 1X, 4A4, 1X, 4F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ПРИМЕР
1 – 2	NPOR	1

4 – 19	PODRAS	ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ – 1
21 – 30	WOCO	500.
31 – 40	DWSO	30.
41 – 50	A	3.
51 – 60	BETTA	1.8

Файл данных NORMA.DAT

1 ВАРИАНТ РАСЧЕТА

1 КВАРТАЛ 2000 ГОДА

ЭНЕРГОСИСТЕМА “П”	2000	90.00	.16
-------------------	------	-------	-----

3	2
---	---

1	ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ – 1	500.0	30.0	3.0	1.8
2	ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ – 2	400.0	20.0	8.0	1.8
3	ЦЕНТР. РЕЗЕРВ	1250.0	50.0	.0	.0
**					

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА NORMA1 РАСЧЕТА НОРМАТИВОВ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1 ВАРИАНТ РАСЧЕТА. ВЫПОЛНЯЕТСЯ РАСЧЕТ НОРМАТИВНЫХ ЗАДАНИЙ ПО ПОТЕРЯМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С
УЧЕТОМ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ

УТВЕРЖДАЮ

=====

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР ПЭО ЭНЕРГОСИСТЕМА "П"

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА НОРМАТИВОВ ПО ПОТЕРЯМ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯМ

ПЭО ЭНЕРГОСИСТЕМА “П”
НА 2000 ГОД

1 КВАРТАЛ 2000 ГОДА

НОРМАТИВ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭНЕРГОСИСТЕМА “П” – 90.0 МЛН. КВТ·Ч									
Номер П/П	Наименование подразделения	Отчетные данные				Результаты расчета			
		Отпуск в сеть, млн. кВт·ч	Потери, млн. кВт·ч %	Полезный отпуск, млн. кВт·ч	Коэффиц. эфф. мер. руб./кВт·ч	Норматив потерь, млн. кВт·ч %			Коэффиц. напряж. плана
						нижняя граница	среднее значение	верхняя граница	
1	Подразделение – 1	500.0	30.0	470.0	3.0	20.9	22.0	23.1	1.4
			6.00			4.18	4.40	4.62	
2	Подразделение – 2	400.0	20.0	380	8.0	17.1	18.0	18.9	1.1
			5.00			4.28	4.50	4.73	
Итого по ПЭС		900.0	50.0	850		38.0	40.0	42.0	1.2
			5.56			4.22	4.44	4.67	
3	Центр. резерв	1250.0	50.0	1200.0		47.5	50.0	52.5	1.0
			4.00			3.80	4.00	4.20	
Итого по ПОЭЗ		2150.0	100.0	2050.0		85.5	90.0	94.5	1.1
			4.56			3.98	4.19	4.40	

ЛИТЕРАТУРА

1. Поспелов Г. Е., Шапиро И. З., Фурсанов М. И. Совершенствование систем планирования потерь электроэнергии и мероприятий по их снижению в электрических сетях энергосистем. Минск: БелНИИНТИ, 1981 – 38 с.
2. Поспелов Г. Е., Шапиро И. З., Фурсанов М. И. Применение вычислительной техники для расчета, снижения и планирования технологического расхода электроэнергии в электрических сетях. Минск: БПИ, 1987 – 89 с.
3. Каялов Г. М. Определение потерь энергии в электрической сети по средним значениям нагрузок в ее узлах. Электричество, 1976, №6, с. 19 – 24
4. Анисимов Л. П., Левин М. С., Пекелис В. Г. Методика расчета потерь энергии в действующих распределительных сетях. Электричество, 1975, №4, с. 27 – 30
5. Фурсанов М. И., Поспелов Г. Е., Шапиро И. З. Алгоритм и программа вероятностно – статистического эквивалентирования электрических сетей на ЕС ЭВМ. Информационный листок. Минск: БелНИИНТИ, 1985.
6. Гмурман В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика. Изд. 4 – е, доп. Учебное пособие для вузов. М. Высшая школа, 1972, 368 с.
7. Математическая статистика: Учебник / Иванова В. М., Калинина В. Н., Нешумова Л. А. и др. 2 – е изд., перераб. и доп. М. Высшая школа, 1981, 371 с.
8. Фурсанов М. И., Сыч Н. М., Уласевич А. Ф. Прогнозирование и анализ потерь энергии и режимов в распределительных электрических сетях 6 – 35 кВ на ЭЦВМ БЭСМ – 4 (М – 220). Изв. вузов СССР – Энергетика 1974, №6.
9. Фурсанов М. И., Сыч Н. М., Уласевич А. Ф. Расчеты потерь энергии и режимов в электрических сетях до 1000 В при неполной исходной информации. Изв. вузов СССР – Энергетика, 1976, №8.
10. Фурсанов М. И., Уласевич А. Ф. Эффективность оценки потерь электроэнергии в распределительных сетях методом статистических испытаний. Изв. вузов СССР – Энергетика, 1988, №1.
11. Фурсанов М. И. Планирование замены трансформаторов в распределительных сетях. Изв. вузов СССР – Энергетика, 1983, №7.
12. Фурсанов М. И. Методика планирования замены проводов воздушных линий в распределительных сетях. Изв. вузов СССР – Энергетика, 1985, №1.
13. Фурсанов М. И., Шапиро И. З. Математическое обеспечение для нормирования потерь энергии в электрических сетях предприятий электрических сетей энергосистемы “Пензаэнерго”. Научно – технический отчет. Минск, 1992.
14. Брич З. С. и др. Фортран 77 для ПЭВМ ЕС: Справ. изд. 13 с.
15. Брич З. С., Д. В. Капилевич, Н. А. Клецкова – М. Финансы и статистика, 1991 – 288 с. илл.