



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ДГТУ)**

Кафедра «Цифровые технологии и платформы в электроэнергетике»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к практическим занятиям для студентов
по дисциплине «Моделирование и проектирование ЭЭС»
(задание на выполнение контрольной работы)

Ростов-на-Дону
2023

УДК 620.9 (075.8)

Составитель: Луконин А.В.

Методические указания к практическим занятиям для студентов по дисциплине «Моделирование и проектирование ЭЭС» (задание на выполнение контрольной работы). – Ростов-на-Дону: Донской государственный технический университет, 2023. – 25 с.

Настоящие указания содержат индивидуальные задания и рекомендации по решению задач проектирования ЭЭС, предусмотренных программой дисциплины «Моделирование и проектирование ЭЭС». Приведены пример решения по прогнозированию развития энергорайонов и разработки альтернативных вариантов развития энергосистемы. Методические указания составлены в соответствии с материалами, представленными в работах Хлебникова В.К., Ананичевой С. С., Ершевича В.В, Рокотяна С.С. и др.

Предназначены для обучающихся по направлению подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника.

Ответственный за выпуск зав. кафедрой «Цифровые технологии и платформы в электроэнергетике», к.т.н. Юров А.А.

В печать _____
Формат 60×84/16. Объем _____ усл. п. л.
Тираж 50 экз. Заказ № _____

Издательский центр ДГТУ
Адрес университета и полиграфического предприятия:
344000, г. Ростов-на-Дону, пл. Гагарина, 1

© Донской государственный
технический университет, 2023

Контрольная работа на тему:
«Определение перспективных вариантов развития энергосистемы»

Задание

1. Построить уравнения регрессии (роста нагрузки и электропотребления) по ретроспективным данным, используя линейную модель. Методом экстраполяции определить максимальные нагрузки и электропотребление в энергорайонах на перспективу 15 лет.
2. Выполнить проверку качества уравнений регрессии.
3. Составить перспективный баланс мощности по объединенной электроэнергетической системе (ОЭС).
4. Сформировать варианты развития генерирующей мощности.
5. Рассчитать ремонтный и оперативный резервы мощности, рассматривая ОЭС как концентрированную систему.

Исходные данные

Расчетная эквивалентная схема ОЭС приведена на рисунке 1 и является общей для всех вариантов задания.

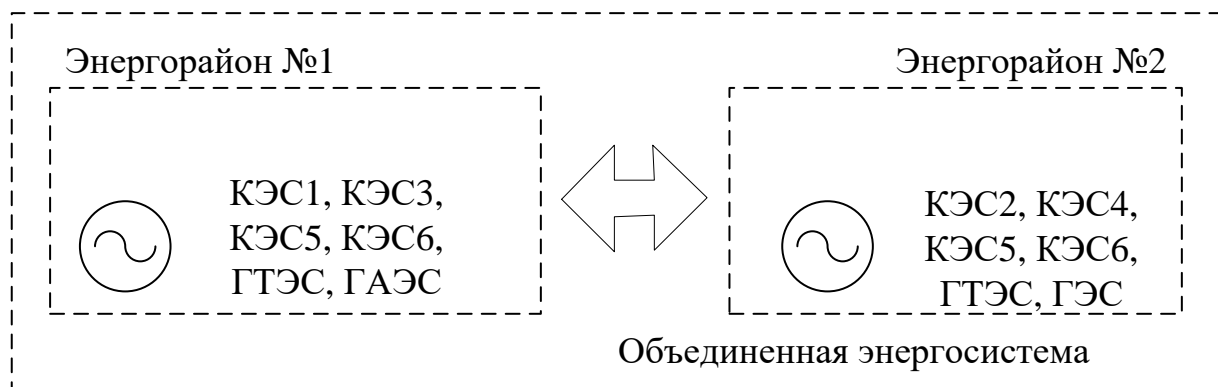


Рис. 1. Эквивалентная схема ОЭС

Исходные данные определяются по таблицах 1 - 5. Номер варианта данных в этих таблицах соответствует последней или предпоследней цифре шифра студента.

Для каждого узла заданы ретроспективные данные о годовом потреблении энергии и годовых максимумах нагрузки за последние 5 лет (таблицы 1,2). Энергорайон №1 соответствует району - Юг, а Энергорайон №2- району Юг.

Таблица 1

Рост нагрузки и электропотребления 1-го энергорайона за период

Пред- послед- няя цифра шифра	Данные по годам									
	Нагрузка, МВт					Электропотребление, млрд. кВт.ч				
	-4	-3	-2	-1	0	-4	-3	-2	-1	0
0	5110	5530	5880	6545	6755	27,37	28,87	30,62	32,20	34,30
1	7040	8050	8575	9625	10325	42,07	43,92	46,20	48,30	49,17
2	5180	5285	5425	5530	5670	27,23	28,21	28,91	29,57	30,24
3	5635	5845	6090	6300	6545	25,55	26,60	27,65	28,70	29,75
4	3280	3440	3640	3800	3960	18,02	18,94	20,00	21,00	21,78
5	6990	7200	7440	7650	7890	34,56	35,04	36,27	37,23	38,34
6	4940	5250	5530	5850	6160	26,88	28,56	30,24	31,92	33,60
7	6230	6540	6860	7175	7525	36,43	38,29	40,18	42,00	43,89
8	6650	6930	7175	7455	7735	33,21	34,58	35,95	37,31	38,67
9	7070	7280	7525	7735	7980	40,14	41,44	42,74	44,03	45,32

Таблица 2

Рост нагрузки и электропотребления 2-го энергорайона за период

Послед- няя цифра шифра	Данные по годам									
	Нагрузка, МВт					Электропотребление, млрд. кВт.ч				
	-4	-3	-2	-1	0	-4	-3	-2	-1	0
0	4125	4390	5210	5810	6540	31,35	33,10	35,31	38,28	39,27
1	4500	5250	5610	5850	6360	27,90	29,55	32,25	35,25	37,50
2	6440	6580	6750	6890	7050	34,44	35,30	36,10	37,00	37,80
3	5320	5540	5740	5960	6380	30,20	31,50	32,70	34,00	35,20
4	5340	5610	5880	6150	6450	25,90	27,20	28,50	29,80	31,20
5	4780	4930	5100	5240	5400	26,00	26,90	27,70	28,60	29,40
6	4620	4890	5190	5460	5760	28,02	29,79	31,53	33,30	35,04
7	4300	4550	4760	4970	5210	23,03	24,19	25,37	26,53	27,72
8	5340	5460	5700	5910	6120	26,28	27,36	28,44	29,52	30,65
9	5130	5280	5460	5610	5790	23,49	24,25	25,00	25,77	26,52

Данные для $t=0$ (таблица 1, 2) соответствуют последнему отчетному году, для $t=-1$ - предпоследнему году и т.д.

Параметры существующих электрических станций (КЭС1, КЭС2, КЭС3, КЭС4, КЭС5, КЭС6, ГТЭС, ГЭС, ГАЭС), соответствующие последнему отчетному году ($t=0$) представлены в таблицах 3 – 5.

Таблица 3

Число агрегатов на существующих ЭС энергорайона №1

Предпоследняя цифра шифра	КЭС1	КЭС3	КЭС5	КЭС6	ГТЭС	ГАЭС
0	4	8	6	-	-	4
1	8	8	8	10	-	6
2	6	6	4	-	-	4
3	6	8	6	-	-	4
4	4	4	-	-	3	4
5	4	8	6	-	12	4
6	4	6	6	-	-	6
7	6	6	4	8	-	4
8	6	8	6	-	-	6
9	6	6	6	10	-	5

Таблица 4

Число агрегатов на существующих ЭС энергорайона №2

Последняя цифра шифра	КЭС2	КЭС4	КЭС5	КЭС6	ГТЭС	ГЭС
0	8	8	-	6	12	8
1	8	8	-	-	4	15
2	8	8	-	8	5	10
3	8	6	-	10	5	10
4	6	4	6	6	-	8
5	8	8	-	6	-	8
6	6	6	-	6	8	6
7	8	8	-	-	5	10
8	6	6	-	10	4	10
9	8	6	-	-	4	10

Параметры основного оборудования существующих электростанций (ЭС) (таблица 5) являются общими для всех вариантов контрольной работы.

Для покрытия прироста базисной части графика нагрузки могут быть использованы КЭС с блоками 300 - 800 МВт. Покрывание пиковой части графика осуществляется либо ГЭС, либо ГТУ. Проектируемая ГЭС размещается во 2-м энергорайоне. Для сокращения объемов расчетов следует выбирать оборудование новых ЭС аналогичное оборудованию, указанному в таблице 5.

Таблица 5

Агрегаты существующих станций

Станции	Тип агрегата	Мощность, МВт	Топливо
КЭС1	К-500-240	500	Уголь
КЭС2	К-300-240	300	Уголь
КЭС3	К-300-240	300	Мазут
КЭС4	К-210-130	210	Мазут
КЭС5	К-210-130	210	Уголь
КЭС6	К-160-130	160	Мазут
ГТЭС	ГТ-100-750	100	Газ
ГЭС	СВ-1190/250	200	
ГАЭС	ВГДС-1005/245	200	

Указания по выполнению контрольной работы

1. Уравнения регрессии и прогнозирование

Прогнозирование может быть выполнено на основе экстраполяционного метода. Для этого необходимо подобрать уравнение регрессии для ретроспективных данных. Простейшим уравнением регрессии является линейное уравнение вида:

$$y = at + b, \quad (1)$$

где t - время.

Коэффициенты a , b определяют методом наименьших квадратов

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n t_i y_i - \frac{1}{n} (\sum_{i=1}^n t_i) (\sum_{i=1}^n y_i)}{[\sum_{i=1}^n t_i^2 - \frac{1}{n} (\sum_{i=1}^n t_i)^2]}, \quad (2)$$

$$b = \frac{1}{n} (\sum_{i=1}^n y_i - a \sum_{i=1}^n t_i), \quad (3)$$

где y_i - отчетные данные о нагрузке или электропотреблении для года t_i ($t_1 = -4$, $t_2 = -3$, ...); n - число лет наблюдений.

2. Оценка качества построенного уравнения регрессии

О качестве построенного уравнения регрессии судят по величине $F_{\text{расч.}}$.

$$F_{\text{расч.}} = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - at_i - b)^2}, \quad (4)$$

где \bar{y} - среднее значение y .

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i. \quad (5)$$

Стандартное значение F -распределения с достоверностью $\beta = 0,99$ и числом степеней свободы числителя $\lambda_1 = 5-1 = 4$ и знаменателя $\lambda_2 = 5-2=3$ равно $F_{\text{табл}} = 28,71$ ([2] Критические точки распределения Фишера-Снедекора), следовательно, при условии $F_{\text{расч.}} > F_{\text{табл}}$ нулевая гипотеза о несостоятельности модели отвергается, т. е. подтверждается адекватность вида модели и оценок математических ожиданий коэффициентов.

Уравнения регрессии необходимо построить для максимальных нагрузок и электропотребления каждого узла ОЭС.

Подставляя в (1) $t=15$, рассчитывают перспективные максимумы нагрузки и электропотребления ($N_{\text{max } i}^{np}$, $W_{\text{зод } i}^{np}$).

3. Перспективный баланс мощности энергосистемы

С помощью баланса мощности определяют потребность во вводе новых генерирующих мощностей для покрытия максимальных нагрузок. При составлении баланса мощности выполняют расчет расходной части (потребности) и приходной части (покрытия) (табл. 6).

При составлении баланса мощности перетоки мощности с другими системами принимают равными нулю, так как рассматриваем систему как изолированную. Резерв мощности составляет 15 - 20% от максимума нагрузки. Неиспользуемая мощность электростанций принимается равной нулю.

Таблица 6

Составляющие баланса мощности

Номер позиции	Наименование
	Потребность
1	Совмещенный максимум нагрузки
2	Передача мощности в другие системы
3	Необходимый резерв
4	Итого потребная мощность электростанций (1+2+3)
	Покрытие
5	Установленная мощность электростанций
6	Неиспользуемая мощность
7	Располагаемая мощность (5-6)
	В том числе
	ГЭС и ГАЭС
	КЭС
	ГТЭС
8	Получение мощности из других систем
9	Итого покрытие (7+8)
10	Дефицит мощности (4-9)

4. Формирование вариантов развития генерирующей мощности ОЭС

Суммарная потребность во вводе генерирующих мощностей определяется величиной дефицита мощности в ОЭС. Формирование вариантов развития ОЭС может быть выполнено методом попарного сопоставления различных вариантов сооружения электростанций.

Доля вводимых мощностей на базисных, полупиковых и пиковых электростанциях может быть определена путем сопоставления соответствующих зон существующего и перспективного совмещенных суточных графиков нагрузки ОЭС. Для этого следует, сопоставляя существующий и перспективный графики ОЭС, определить приросты базисной, полупиковой и пиковой зон графика нагрузки. Доля базисных и полупиковых электростанций в общей потребности (дефиците) равна отношению суммы приростов базисной и полупиковой зон графика к суммарному приросту по всем зонам. Аналогично определяется доля пиковых электростанций.

Особое внимание следует обратить на выбор вариантов покрытия пиковой и базисной части графика. Покрытие полупиковой зоны графика может осуществляться за счет вытеснения в эту зону менее экономичных КЭС и ГАЭС. Тип, мощность агрегатов и вид топлива на вновь сооружаемых базисных и пиковых электростанциях могут быть выбраны по аналогии с агрегатами существующих электростанций.

Таким образом необходимо сформировать два варианта развития электростанций, отличающихся типами и единичной мощностью агрегатов базисных и пиковых электростанций.

5. Резервы генерирующей мощности

В данном разделе уточняется величина резерва и при необходимости корректируется баланс мощности. Для упрощения расчетов энергосистему рассматривают как концентрированную систему.

Суммарный резерв имеет две составляющие: ремонтную R_p и оперативную R_o .

Ремонтный резерв подразделяется на резерв для проведения текущих ремонтов и резерв для капитальных ремонтов.

Резерв для проведения текущих ремонтов определяется по выражению:

$$R_{mp} = \sum_{j=1}^k N_{ycm j} \cdot \frac{r_{y\partial j}^{mp}}{100},$$

где $N_{ycm j}$ - установленная мощность электростанции j -ого типа;

k - число типов электростанций;

$r_{y\partial j}^{mp}$ - норматив текущего ремонта электростанции j -ого типа, %,

[3, с.85].

Резерв текущего ремонта не требуется для ГЭС. Резерв для проведения капитального ремонта определяют по выражению:

$$R_{кр} = \frac{\sum_{j=1}^k (N_{уст j} t_{кр j}) - S_{np} K_{np}}{12},$$

где $t_{кр j}$ – норматив простоя в капремонте, мес, [3, с.85];

S_{np} - площадь провала графика месячных максимумов нагрузки ОЭС, МВт·мес;

K_{np} - коэффициент использования площади провала (0.90 - 0.95).

Площадь провала графика нагрузки ОЭС определяется как сумма разностей между условной располагаемой мощностью ОЭС и ее максимальной нагрузкой за каждый месяц m .

$$S_{np} = \sum_{m=1}^n N_{расч m}^{усл} - N_{max m}. \quad (6)$$

Максимальная нагрузка m -го месяца равна

$$N_{max m} = \frac{2a}{k' + 1} + \frac{a(k' - 1)}{6(k' + 1)} m + b \cdot \cos(30m - 15),$$

где a , b , k' - коэффициенты, которые определяются по следующим формулам:

$$a = \frac{N_{max}^{зимн} + N_{max}^{летн}}{2},$$

$$b = \frac{N_{max}^{зимн} - N_{max}^{летн}}{2},$$

$$k' = (N_{max}^{зимн} \frac{2k_p}{k_p + 1} - b) / (N_{max}^{зимн} \frac{2}{k_p + 1} - b).$$

Здесь k_p - коэффициент годового роста нагрузки, равный отношению суммы максимальных нагрузок узлов проектного перспективного года к сумме максимальных нагрузок узлов ОЭС года предыдущего проектному. Эти максимумы нагрузки могут быть определены суммированием результатов расчета максимальных нагрузок узлов по уравнениям регрессии (1) для

$t=10$ и $t=9$.

Площадь провала годового графика в летние месяцы ($m= 5,6,7,8,9$) уменьшается за счет сезонного снижения располагаемой мощности ГАЭС (30-40% от установленной мощности), ГТУ (25% от установленной мощности). Для этого уменьшают в (6) $N_{расп\ m}^{усл}$ на указанную величину сезонного снижения мощности электростанций в летние месяцы.

Условная располагаемая мощность определяется прямой, соединяющей максимумы нагрузки января и декабря (рис.2):

$$N_{расп\ m}^{усл} = c + m \cdot d ,$$

где c и d коэффициенты.

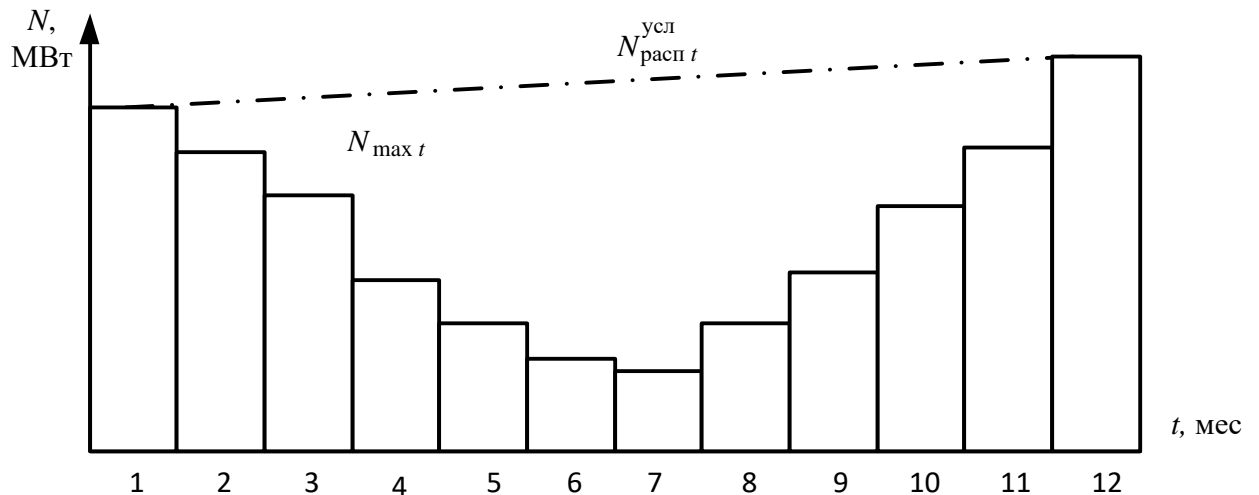


Рис.2. График месячных максимумов нагрузки.

Для определения коэффициентов c и d необходимо решить систему уравнений:

$$\begin{cases} c + d = N_{m=1} \\ c + 12d = N_{m=12} \end{cases} ,$$

где $N_{m=1}$, $N_{m=12}$ - соответственно максимальные нагрузки января и декабря.

Оперативный резерв приблизительно может быть определен по характеристикам удельного резерва. При расчете оперативного резерва учитывают аварийную

и нагрузочную составляющие:

$$R_o = R_{ав} + R_n = MO[P_{ав}] + 2.65\sigma - 0.125N_{\max},$$

где R_n – нагрузочный резерв;

$R_{ав}$ – аварийный резерв.

$MO[P_{ав}]$ – математическое ожидание мощности, находящейся в аварийном резерве;

σ – среднеквадратичное отклонение нагрузки и мощности электростанций от их средних значений;

N_{\max} – совмещенный перспективный зимний максимум нагрузки системы.

Математическое ожидание мощности электростанций, находящейся в аварийном простое равно:

$$MO[P_{ав}] = \sum_{j=1}^k N_{уст\ j} q_j,$$

где q_j – вероятность аварийного простоя агрегатов электростанции j –го типа (табл.3.9 [3]).

Величина σ определяется по формуле:

$$\sigma = \sqrt{0.145(R_{ав} - MO[P_{ав}] + 0.125N_{\max})^2 + \sigma_n^2}.$$

Аварийный резерв равен:

$$R_{ав} = \sum_{j=1}^k N_{уст\ j} r_{уд\ j},$$

где $r_{уд\ j}$ – удельный резерв, определяемый по кривым рис. 3.2 в [3].

Для определения $r_{уд\ j}$ необходимо знать аварийность агрегата q (табл.3.9 [3]) и удельную единичную мощность

$$P_{j \text{ yd. ed}} = N_{a j} \frac{100}{N_{\max}},$$

где $N_{a j}$ – мощность агрегата (блока) на j -ой электростанции.

Если $P_{j \text{ yd. ed}}$ находится в диапазоне 1-5%, то $r_{y d}$ определяется по формуле:

$$r_{y d j} = 1 + 180 q_j + (1 + 18 q_j) P_{j \text{ yd. ed}}.$$

Среднеквадратическое отклонение нагрузки σ_n равно:

$$\sigma_n = k_n \sqrt{N_{\max}^{3 \text{ илн}}}$$

Здесь k_n – коэффициент, зависящий от размеров системы и темпов роста нагрузки. При перспективе до 5 лет $k_n = 4$, при более далекой $k_n = 5$.

Если рассчитанный суммарный резерв мощности $R = R_p + R_o$ отличается от величины резерва мощности, принятой при составлении баланса мощности, на величину мощности, равной половине мощности самого крупного блока, то необходимо откорректировать рассматриваемый вариант развития электростанций. Для этого следует изменить мощность пиковых электростанций на величину прироста резерва мощности.

Пример выполнения контрольной работы

Исходные данные:

Изменение нагрузки и электропотребления за отчётный период представлены в таблице 7.

Таблица 7

Рост нагрузки и электропотребления за отчётный период

Нагрузка, МВт					Электропотребление, млрд. кВт.ч				
t=-4	t=-3	t=-2	t=-1	t=0	t=-4	t=-3	t=-2	t=-1	t=0
2650	2722	2795	2870	2948	14,0	14,4	14,8	15,2	15,6

Характеристики генерирующих присоединений представлены в таблице 8.

Таблица 8

Существующие электростанции ОЭС

Тип станции	Тип агрегата	Мощность блока, МВт	Число блоков, шт	Установленная мощность, МВт	Топливо
КЭС1	К-500-240	500	2	1000	Уголь
КЭС2	К-300-240	300	0	0	Мазут
КЭС3	К-300-240	300	2	600	Уголь
КЭС4	К-210-130	210	0	0	Мазут
КЭС5	К-210-130	210	2	420	Уголь
КЭС6	К-160-130	160	2	320	Мазут
ГТЭС	ГТ-100-750	100	2	200	Газ
ГЭС	СВ-1190/250	200	0	0	
ГАЭС	ВГДС-1005/245	200	2	400	
Итого:				2940	

1. Построить уравнения регрессии (роста нагрузки и электропотребления) по ретроспективным данным, используя линейную модель. Методом экстраполяции определить максимальные нагрузки и электропотребление в энергорайонах на перспективу 15 лет.

Уравнения регрессии для максимальных нагрузок:

$$N_{max}^{пр}(t) = 74,495 \cdot t + 2946 \text{ (МВт)},$$

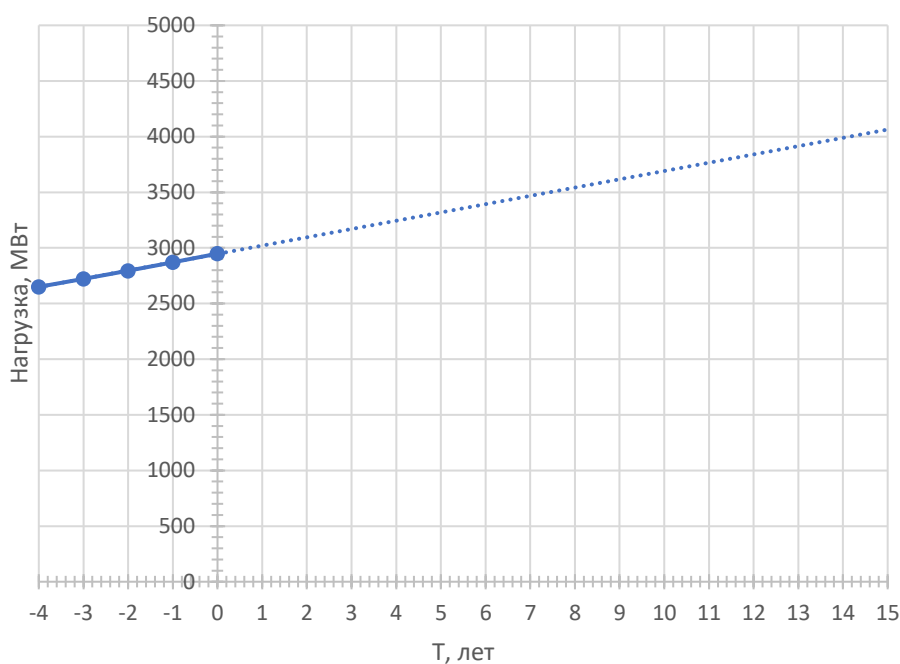


Рис.3. Экстраполяция регрессионной зависимости для максимальных нагрузок

Уравнения регрессии для электропотребления :

$$W_{zod}^{пр}(t) = 0,394 \cdot t + 15,564 \text{ (млрд.кВт·ч)},$$

Прогнозирование нагрузки и электропотребления на перспективу t=15:

$$N_{max1}^{пр}(15) = 74,495 \cdot 15 + 2946 = 4063 \text{ (МВт)},$$

$$W_{zod}^{пр}(15) = 0,394 \cdot 15 + 15,564 = 21,5 \text{ (млрд.кВт·ч)},$$

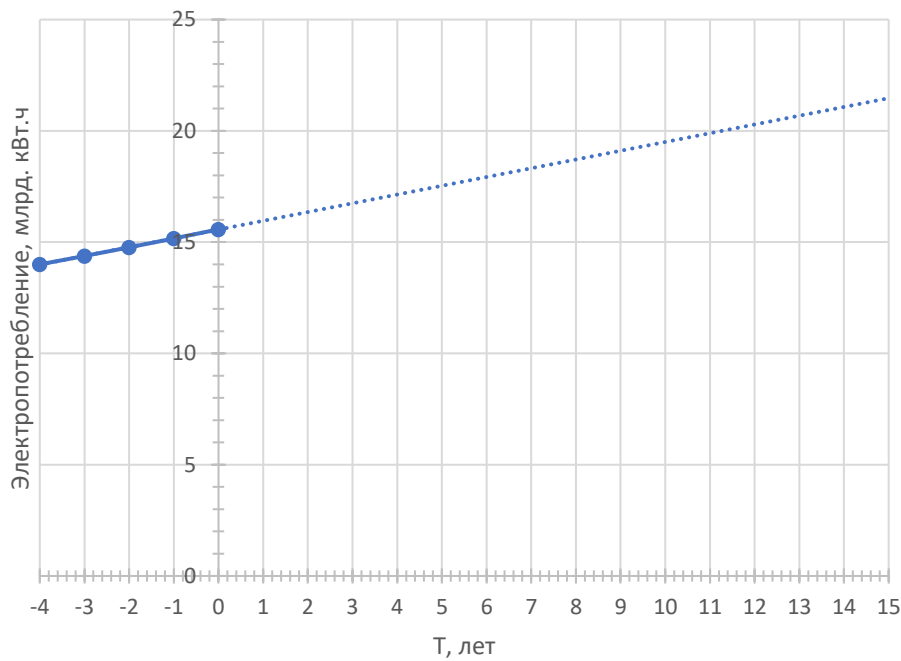


Рис. 4. Экстраполяция регрессионной зависимости для электропотребления

2. Выполнить проверку качества уравнений регрессии.

О качестве построенного уравнения регрессии судят по величине F_p . Проверку качества уравнений регрессии проводят по выражениям (4), (5).

Для уравнения максимальной годовой нагрузки:

$$F_p = 4027 > 28,71,$$

где среднее значение максимальной годовой нагрузки за наблюдаемый период:

$$\bar{y} = 2797 \text{ МВт.}$$

Для уравнения электропотребления:

$$F_p = 4027 > 28,71,$$

где среднее значение максимальной годовой нагрузки за наблюдаемый период:

$$\bar{y} = 14,78 \text{ млрд.кВт ч.}$$

Следовательно, при условии $F_{\text{расч}} > F_{\text{табл}}$ нулевая гипотеза о несостоятельности модели отвергается, т. е. подтверждается адекватность вида модели и оценок математических ожиданий коэффициентов.

3. Составить перспективный баланс мощности по объединенной электроэнергетической системе (ОЭС).

Выполним расчет баланса мощности, рассматриваемой системы (табл.9).

Приближенно примем, что резерв мощности составляет 10% от совмещенного максимума нагрузки.

Потоки мощности и энергии с другими системами отсутствует.

Таблица 9

Баланс мощности		
	Потребность	
1	Совмещенный максимум нагрузки	4063
2	Передача мощности в другие системы	0
3	Необходимый резерв	406
4	Итого потребная мощность электростанций	4470
	Покрытие	
5	Установленная мощность электростанций	2940
6	Неиспользуемая мощность	0
7	Располагаемая мощность	2940
	В том числе	
	ГЭС и ГАЭС	400
	КЭС	2340
	ГТЭС	200
8	Получение мощности из других систем	0
9	Итого покрытие	2940
10	Дефицит мощности	1530

В ОЭС необходим ввод дополнительной генерирующей мощности не менее 1530 МВт.

4. Сформировать варианты развития генерирующей мощности.

В рассматриваемой системе прирост базисной нагрузки принимаем как 35% от общего дефицита мощности и составляет:

$$N_{\text{баз}} = N_{\text{дефицит}} \cdot k_{\text{баз}} = 1530 \cdot 0,35 = 535 \text{ МВт},$$

прирост полупиковой нагрузки принимаем как 25% от общего дефицита мощности и составляет:

$$N_{\text{пп}} = N_{\text{дефицит}} \cdot k_{\text{пп}} = 1530 \cdot 0,25 = 382 \text{ МВт},$$

прирост пиковой нагрузки принимаем как 40% от общего дефицита мощности и составляет

$$N_{\text{пик}} = N_{\text{дефицит}} \cdot k_{\text{пик}} = 1530 \cdot 0,40 = 611 \text{ МВт}.$$

Рассмотрим 2 варианта развития покрытия прироста мощности (табл. 10).

Таблица 10

Варианты развития электростанции

1 вариант развития	2 вариант развития
Базисная и полупиковая мощность, МВт	
КЭС (уголь)	КЭС (мазут)
2х500	4х300
1000	1200
Пиковая мощность, МВт	
ГЭС	ГТЭС(газ)
4х200	7х100
800	700
Всего, МВт	
1800	1900

5. Рассчитать ремонтный и оперативный резервы мощности, рассматривая ОЭС как концентрированную систему.

Рассмотрим расчет резерва для рассматриваемой системы.

а) Ремонтный резерв

Расчет текущего резерва.

Таблица 11

Величина текущего резерва для первого варианта развития ЭЭС

Тип станции	$N_{уст}$, МВт	$R_{уд}^{тр}$, %	$R^{тр}$, МВт
КЭС – 500	2000	5,5	110
КЭС – 300	600	5	30
КЭС – 210	420	4,5	18,9
КЭС – 200	0	4,5	0
КЭС – 160	320	4	12,8
ГТС	200	2	4
ГЭС	800	0	0
ГАЭС	400	0	0
Всего	4740		175,7

Для 2-го варианта развития $R_{тр}=194,7$ МВт.

Резерв для капитального ремонта.

Определение площади провала графика месячных максимумов нагрузки ОЭС.

Коэффициент годового роста нагрузки K_p определим, используя регрессии.

При $t=14$ лет

$$N_{max1}^{np}(14) = 74,495 \cdot 14 + 2946 = 3989 \text{ (МВт)}$$

$$K_p = \frac{N_{max1}^{np}(15)}{N_{max1}^{np}(14)} = \frac{4063}{3989} = 1,02.$$

Коэффициенты

$$\alpha = \frac{4063 + 3332}{2} = 3697,$$

$$\beta = \frac{4063 - 3332}{2} = 366$$

$$k' = (4063 \frac{2 \cdot 1,02}{1,02 + 1} - 366) / (4063 \frac{2}{1,02 + 1} - 366) = 1,02,$$

где $N_{\max}^{\text{зим}} = 4063$ (МВт), $N_{\max}^{\text{лет}} = \alpha_{\text{лет}} \cdot N_{\max}^{\text{зим}} = 0,82 \cdot 4063 = 3332$ (МВт), $\alpha_{\text{лет}} = 0,82$ и определяется по графику справочника [3] от величины:

$$T_{\max} = \Xi_{\text{совм}(15)} / P_{\max.\text{совм}(15)} = 21,5 \cdot 10^6 / 4063 = 5283 \text{ (ч)}.$$

Максимальная нагрузка каждого месяца t

$$N_{\max m} = \frac{2 \cdot 3697}{1,02 + 1} + \frac{3697(1,02 - 1)}{6(1,02 + 1)} m + 365 \cdot \cos(30 \cdot m - 15)$$

Максимальная нагрузка 1 и 12 месяца:

$$N_{\max 1} = 3660 + 6,27 \cdot 1 + 366 \cdot \cos(30 \cdot 1 - 15) = 4020 \text{ (МВт)},$$

$$N_{\max 12} = 3660 + 6,27 \cdot 12 + 366 \cdot \cos(30 \cdot 12 - 15) = 4088 \text{ (МВт)}.$$

Условная располагаемая мощность электростанций определяется по уравнению:

$$N_{\text{расч } m}^{\text{усл}} = c + m \cdot d,$$

где c и d коэффициенты.

Для определения коэффициентов решаем систему:

$$\begin{cases} c + 1 \cdot d = 4020, \\ c + 12 \cdot d = 4088, \end{cases}$$

Получаем: $c = 4013$ МВт, $d = 6,2$ МВт/мес.

Расчет площади провала графика нагрузки представлен в таблице 12.

Таблица 12

Расчет площади провала графика нагрузки для первого варианта

Ме- сяц	$N_{\text{усл. расп.}},$ МВт	$N_{\text{max}},$ МВт	Снижение мощности, МВт			Провал гра- фика, МВт	Расчет- ный про- вал гра- фика, МВт
			ГАЭС	ГТС	Сумма		
1	4020	4020				0	0
2	4026	3931				95	95
3	4032	3774				258	258
4	4038	3591				448	448
5	4045	3433	360	50	410	611	201
6	4051	3345	360	50	410	706	296
7	4057	3351	360	50	410	707	297
8	4063	3451	360	50	410	612	202
9	4070	3621	360	50	410	448	38
10	4076	3817				259	259
11	4082	3987				95	95
12	4088	4088				0	0
Всего							2190

График месячных максимумов нагрузки и располагаемой мощности пред-
ставлен на рис.5.

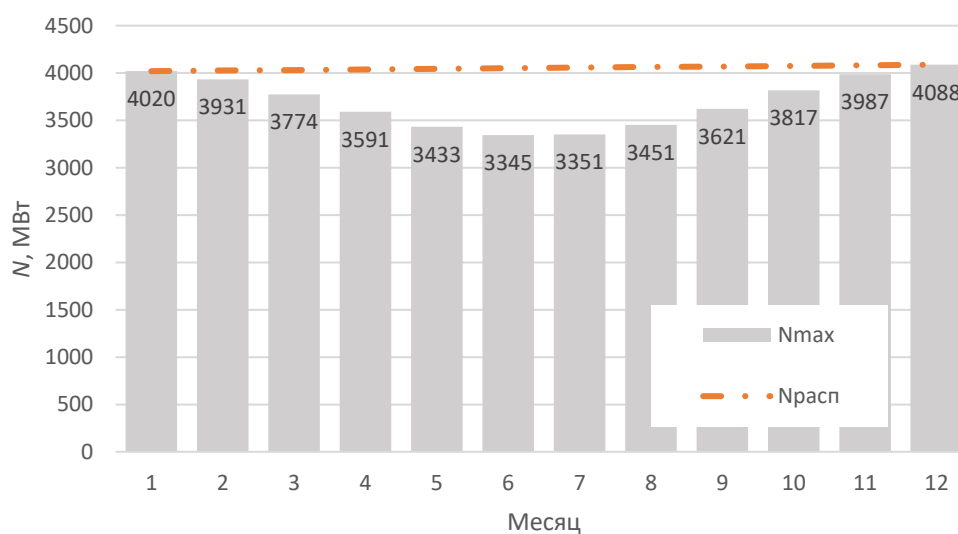


Рис. 5. График месячных максимумов нагрузки и располагаемой мощности

Расчет ремонтной площади для проведения капитальных ремонтов представлен в таблице 13.

Таблица 13

Расчет ремонтной площади для проведения капитальных ремонтов
в 1-м варианте.

Тип станции	$N_{уст}, \text{МВт}$	Норма ремонта, $\text{МВт} \cdot \text{мес}$	Ремонтная площадь, $\text{МВт} \cdot \text{мес}$
КЭС – 500	2000	0,73	1460
КЭС – 300	600	0,66	396
КЭС – 210	420	0,53	222,6
КЭС – 200		0,53	0
КЭС – 150	320	0,53	169,6
ГТС – 100	200	0,5	100
ГЭС – 100	800	0,5	400
ГАЭС – 100	400	0,5	200
Всего	4740		2948,2

Резерв капитального ремонта в 1-м варианте равен:

$$R_{кр} = (2948,2 - 0,9 \cdot 2190) / 12 = 81 \text{ (МВт)}.$$

Для второго варианта развития расчетный провал графика составит 2515 МВт·мес, ремонтная площадь для проведения капитальных ремонтов 2960,2 МВт·мес, тогда резерв капитального ремонта во 2-м варианте равен:

$$R_{кр} = (2960,2 - 0,9 \cdot 2515) / 12 = 58 \text{ (МВт)}.$$

б) Оперативный резерв мощности

Расчет аварийного резерва для первого варианта развития ЭС представлен в таблице 14.

Расчет аварийного резерва 1-го варианта

Тип станции	$N_{уст},$ МВт	$q, \%$	$P_{уд ед}, \%$	$r_{уд}, \%$	$R_{ав},$ МВт	$MO[P_{ав}],$ МВт
КЭС – 500	2000	7	3,83	22,3	446	140
КЭС – 300	600	5,5	2,3	15,5	93	33
КЭС – 210	420	4,5	1,53	11,9	49,98	18,9
КЭС – 200	0	4,5	1,53	11,9	0	0
КЭС – 150	320	4,5	1,15	1	3,2	14,4
ГТС – 100	200	2	0,77	4	8	4
ГЭС – 100	800	0,5	0,77	2	16	4
ГАЭС – 100	400	0,5	0,77	2	8	2
Всего	4740				624,18	216,3

Для 2-го варианта $R_{ав} = 600$ (МВт), $MO [P_{ав}] = 222,3$ (МВт).

Среднеквадратическое отклонение нагрузки:

$$\sigma_n = 5\sqrt{4063} = 319 \text{ (МВт)}.$$

Величина σ для 1-го участка:

$$\sigma = \sqrt{0.145(624,2 - 216,3 + 0.125 \cdot 4063)^2 + 319^2} = 472 \text{ (МВт)}.$$

Величина σ для 2-го участка равна 464 (МВт).

Оперативный резерв для 1-го участка:

$$R_o = 216,3 + 2.65 \cdot 472 - 0.125 \cdot 4063 = 960 \text{ (МВт)}.$$

Оперативный резерв для 2-го участка равен 943 (МВт).

Результаты расчета резервов мощности

Составляющая резерва мощности, МВт	1-й вариант	2-й вариант
Резерв текущего ремонта	175,7	194,7
Резерв капитального ремонта	81	58
Аварийный резерв	624	599
Оперативный резерв	960	943
Суммарный резерв	1217	1196
Суммарный резерв, %	25,7	24,7
$N_{уст}$, МВт	4740	4840

В приближенном балансе мощности необходимый резерв мощности был принят в размере 10%. Уточненные расчеты показывают, что величина резерва мощности должна составлять 25,7% и 24,7% по 1-му и 2-му вариантам развития.

Необходимо откорректировать ввод генерирующей мощности по вариантам в соответствии с выражением:

$$P_{доп} = P_{\Sigma} - (N_{уст} - P_{max})$$

Для 1-го варианта предусматриваем ввод мощности в размере:

$$P_{доп} = 1217 - (4740 - 4063) = 541 \text{ (МВт)}.$$

Для 2-го варианта предусматриваем ввод мощности в размере:

$$P_{доп} = 1196 - (4840 - 4063) = 420 \text{ (МВт)}.$$

Литература

1. Хлебников, В.К. Модели оптимизации развития энергосистем. Учебное пособие. Новочеркасск, изд. НПИ, 1986. -96 с.
2. Ананичева, С. С. Модели развития электроэнергетических систем : учебное пособие / С. С. Ананичева, П. Е. Мезенцев, А. Л. Мызин. – Екатеринбург : УрФУ, 2014. – 148 с.
3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем./ Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. -М. :Энергоатомиздат. 1985. -352 с.