

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет «Энергетический»
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,

_____/_____
«__»_____2019г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой,
профессор, д.т.н.

_____/И.М. Кирпичникова
«__»_____2019г.

РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СЕТИ РАЙОНА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ
С РАЗРАБОТКОЙ АЛГОРИТМА ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ГЭС

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.2019.12228 ПЗ ВКР

Руководитель проекта,
профессор, к.т.н.

_____/Б.Г. Булатов
«__»_____2019г.

Автор работы
студент группы П-471

_____/А.В. Пеклер
«__»_____2019г.

Нормоконтролер,
доцент, к.т.н.

_____/Б.Г. Булатов
«__»_____2019г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Энергетический
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
«____» _____ 201_ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Пеклера Александра Владимировича

(Ф. И.О. полностью)

Группа П-471

1. Тема выпускной квалификационной работы

Развитие электрической сети района энергосистемы с разработкой алгоритма
оптимизации режима ГЭС

утверждена приказом по университету от _____ 201_ г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы 10.06.2019 г.

3. Исходные данные к работе

1) Схема проектируемой сети 110/35 кВ

2) Длины линий

3) Нагрузки в узлах

4) Генерация в узле ЭС-II

5) Напряжение в базисном узле

6) Категория надежности потребителей и число часов использования
максимума нагрузки

7) Справочная литература

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

Презентация в PowerPoint

Всего _- _ листов

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания 12.10.2018 г.

Руководитель _____

(подпись)

Задание принял к исполнению _____

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Анализ электрической сети	15.02.19	
Развитие сети 110 кВ с вводом новых объектов	25.02.19	
Разработка алгоритма динамического программирования	10.03.19	
Реализация алгоритма	10.04.19	
Оформление пояснительной записки	20.05.19	
Оформление презентации	30.05.19	

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ /Б.Г. Булатов/

Студент _____ /А.В. Пеклер/

АННОТАЦИЯ

А.В. Пеклер. Развитие электрической сети района энергосистемы с разработкой алгоритма оптимизации режима ГЭС.– Челябинск: ЮУрГУ, П-471, 2019 г, 64 с., 13 ил., 8 табл., библиогр. список – 12 наим., 1 лист чертежа формата А1.

Цель проекта состоит в приобретении опыта решения важных инженерных задач, в получении навыков использования технической и справочной литературы, нормативных, директивных и рекомендательных документов, а также получении опыта в разработке алгоритмов оптимизации процессов сети.

					13.03.02.2019.122228 ВКР			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С РАЗРАБОТКОЙ АЛГОРИТМА ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ГЭС	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Выполнил</i>	Пеклер А.В.							
<i>Провер.</i>	Б.Г. Булатов						6	64
<i>Н. Контр.</i>	Б.Г. Булатов					ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
<i>Утверд.</i>	И.М. Кирпичникова							

ОГЛАВЛЕНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	1
ВВЕДЕНИЕ.....	9
I АНАЛИЗ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ СЕТИ 110 КВ	10
1. Действующее оборудование и его параметры.....	10
2. Параметры основного электрооборудования.....	11
3. Оценка балансов активной и реактивной мощностей в существующей сети	14
3.1 Баланс активных мощностей	14
3.2 Баланс реактивных мощностей	16
4. Проверка состояния действующего оборудования сети.....	18
4.1 Проверка загрузки трансформаторов ЭС-1	18
4.2 Проверка загрузки сети 35 кВ в максимальном режиме	19
4.3 Проверка 2хТМТН-63000/110	22
II РАЗВИТИЕ СЕТИ 110 КВ С ВВОДОМ НОВЫХ ОБЪЕКТОВ.....	23
1. Оценка баланса мощностей с учётом ввода новых объектов .	23
1.1 Баланс активных мощностей	23
1.2 Баланс реактивных мощностей	26
2. Выбор напряжения передачи электроэнергии и схемы РУ для ЭС- II	28
3. Выбор новых трансформаторов и замена старых.....	29
4. Выбор конфигурации сети 110 кВ и сечения новых ВЛ	31
4.1 Выбор вариантов подключения ЭС-2	32
4.2 Выбор вариантов подключения п/ст б.....	34

4.3 Выбор вариантов подключения п/ст 7	35
III РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ	37
1. Основы динамического программирования.....	37
1.1 Метод динамического программирования.....	37
1.2 Основное уравнение динамического программирования.....	41
1.3 Примеры использования динамического программирования	43
1.4 Методика решения задач.....	46
2. Оптимизация работы ГЭС в системе	48
2.1 Постановка задачи	48
2.2 Выделение подзадачи	49
2.3 Описание алгоритма оптимизации.....	51
2.3 Общие сведения о языке программирования.....	53
2.4 Создание класса для расчёта подпрограммы	55
2.5 Создание класса для хранения значений в каждом часе	56
2.6 Создание класса имплементации алгоритма динамического программирования	56
2.7 Написание визуальной составляющей.....	58
2.8 Отладка и настройка кода	62
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	63
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	64

ВВЕДЕНИЕ

Энергетик – это специалист, в компетенции которого входит проектирование, производство, а также эксплуатация систем энергетического и теплового снабжения. Работа этой профессии крайне ответственная. Именно они решают, необходима ли той или иной компании модернизация существующих систем энергосбережения и как провести техническое перевооружение на предприятии.

Главная особенность профессии энергетика состоит в том, что функций, которые могут выполнять люди этой специальности, очень много. Поэтому возлагаемые на них обязанности напрямую зависят от той организации, в которой они трудятся. Например, в пусконаладочных и проектных компаниях специалисты в этой области занимаются восстановлением и проектировкой электросетей. Непосредственно на самих предприятиях работа энергетиков заключается в обеспечении бесперебойной работы систем и при необходимости их ремонте. Именно поэтому важно иметь знания в разных областях данной специальности.

Целью проектирования является формирование систематических знаний об электрической части сети, получения навыка расчёта основных параметров, способность выявления нуждающихся в модернизации объектов и расчётом оптимального регулирования ГЭС программным методом, используя языки высшего уровня.

					13.03.02.2019.122228 ВКР	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

I АНАЛИЗ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ СЕТИ 110 КВ

1. Действующее оборудование и его параметры

На рисунке предоставлена схема:

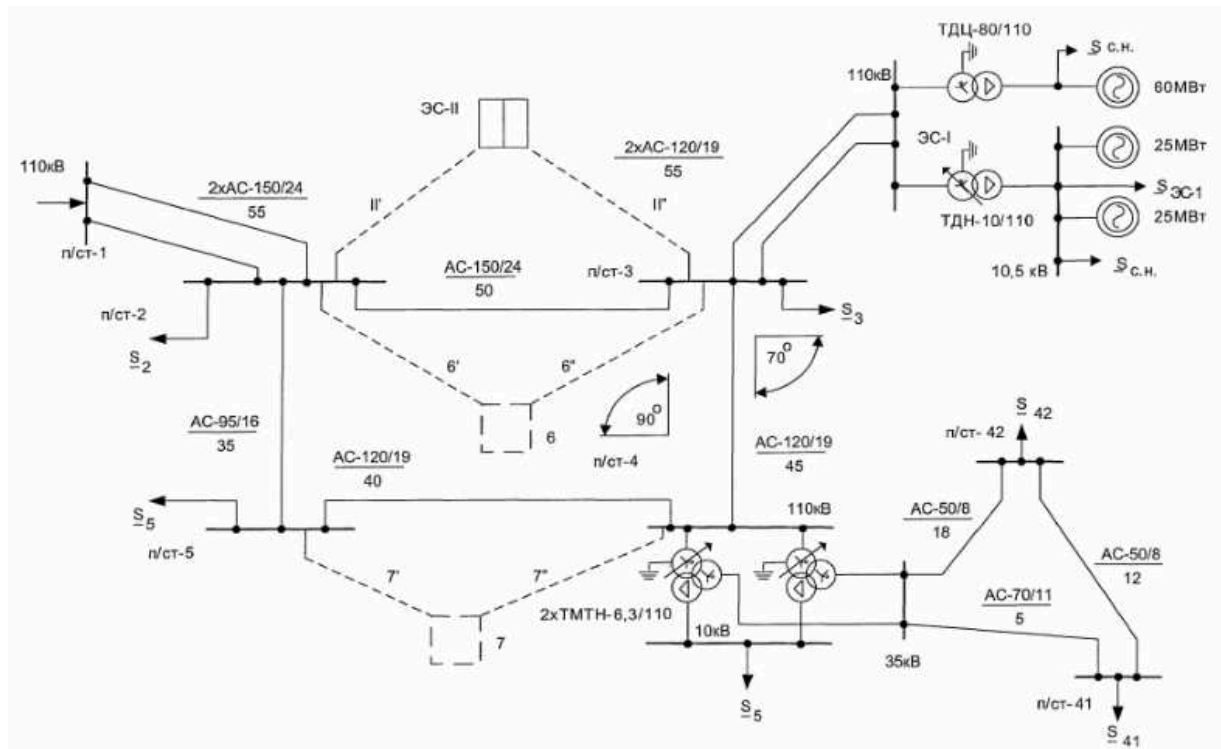


Рисунок 1 - Существующая электрическая сеть

Примем климатические условия за:

$$t_{max} = 45 \text{ } ^\circ\text{C} \quad t_{min} = -35 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_{\theta} = 5 \text{ } ^\circ\text{C} \quad t_{год} = -5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Район по гололёду: I

Район по ветру: II

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.122228 ВКР

Лист

10

2. Параметры основного электрооборудования

Примем нагрузки в линиях и запишем в таблицу:

Таблица 1 - Нагрузки в линиях

	п/ст 2	п/ст 3	п/ст 4	п/ст 41	п/ст 42	п/ст 5	п/ст 6	п/ст 7	ЭС-1	ЭС-2
P	19	48	18	4	6	20	38	21	40	45
tg(fi)	0,51	0,45	0,54	0,62	0,51	0,56	0,48	0,62	0,7	0,48
ши- на, кВ	110	110	10	35	35	110	10	10	10,5	

Выпишем длины линий для действующей сети:

Таблица 2 - Длины линий

II'	II''	6'	6''	7'	7''
60	65	25	40	35	35

Выделим нагрузки в узлах сети

Таблица 3 – Нагрузки в узлах сети

	п/ст 2	п/ст 3	п/ст 4	п/ст 41	п/ст 42	п/ст 5	п/ст 6	п/ст 7	ЭС- 1	ЭС- 2
P	19	48	18	4	6	20	38	21	40	45
tg(fi)	0,51	0,45	0,54	0,62	0,51	0,56	0,48	0,62	0,7	0,48
шина, кВ	110	110	10	35	35	110	10	10	10,5	

Рассчитаем нагрузки во всех линиях схемы.

Из исходных данных в таблице 4 вычислим активную и реактивную нагрузки для каждой линии в ней по формулам, представленным ниже.

$$Q = P \cdot tg(\phi) \quad (1)$$

$$S = P + jQ \quad (2)$$

Для подстанции 2:

$$Q_2 = P_2 \cdot \operatorname{tg}(\phi_2) = 19 \cdot 0.51 = 9.69$$

$$S_2 = P_2 + j \cdot Q_2 = 19 + 9.69j$$

Для подстанции 3:

$$Q_3 = P_3 \cdot \operatorname{tg}(\phi_3) = 48 \cdot 0.45 = 21.6$$

$$S_3 = P_3 + j \cdot Q_3 = 48 + 21.6j$$

Для подстанции 4:

$$Q_4 = P_4 \cdot \operatorname{tg}(\phi_4) = 18 \cdot 0.54 = 9.72$$

$$S_4 = P_4 + j \cdot Q_4 = 18 + 9.72j$$

Для подстанции 41:

$$Q_{41} = P_{41} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{41}) = 4 \cdot 0.62 = 2.48$$

$$S_{41} = P_{41} + j \cdot Q_{41} = 4 + 2.48j$$

Для подстанции 41:

$$Q_{41} = P_{41} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{41}) = 4 \cdot 0.62 = 2.48$$

$$S_{41} = P_{41} + j \cdot Q_{41} = 4 + 2.48j$$

Для подстанции 42:

$$Q_{42} = P_{42} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{42}) = 6 \cdot 0.51 = 3.06$$

$$S_{42} = P_{42} + j \cdot Q_{42} = 6 + 3.06j$$

Для подстанции 42:

$$Q_{42} = P_{42} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{42}) = 6 \cdot 0.51 = 3.06$$

$$S_{42} = P_{42} + j \cdot Q_{42} = 6 + 3.06j$$

Для подстанции 5:

$$Q_5 = P_5 \cdot \operatorname{tg}(\phi_5) = 20 \cdot 0.56 = 11.2$$

$$S_5 = P_5 + j \cdot Q_5 = 20 + 11.2j$$

Для подстанции 6:

$$Q_6 = P_6 \cdot \operatorname{tg}(\phi_6) = 38 \cdot 0.48 = 18.24$$

$$S_6 = P_6 + j \cdot Q_6 = 38 + 18.24j$$

Для подстанции 7:

$$Q_7 = P_7 \cdot \operatorname{tg}(\phi_7) = 21 \cdot 0.62 = 13.02$$

$$S_7 = P_7 + j \cdot Q_7 = 21 + 13.02j$$

Для ЭС 1:

$$Q_{э1} = P_{э1} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{э1}) = 40 \cdot 0.7 = 28$$

$$S_{э1} = P_{э1} + j \cdot Q_{э1} = 40 + 28j$$

Для ЭС 2:

$$Q_{э2} = P_{э2} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{э2}) = 45 \cdot 0.48 = 12.6$$

$$S_{э2} = P_{э2} + j \cdot Q_{э2} = 45 + 12.6j$$

Выпишем мощности потребителей:

Таблица 4 - Мощности потребителей

п/ст	Нагрузка, МВА			силовые трансформаторы
	ВН	СН	НН	
1				
2	19 + 9.69i			
3	48 + 21.6i			
4			18 + 9.72i	2хТМТН-6.3/110
5	20 + 11.2i			
41	4 + 2.48i			
42	6 + 3.06i			

Возьмём за базисный узел 1 подстанцию. Значение в максимальном режиме: $U_{max} = 115$ кВ. В минимальном режиме: $U_{min} = 114$. Значение в последовательном режиме: $U_{пав} = 110$ кВ.

Параметры линий ВЛ действующей сети:

Таблица 5 – справочные параметры ВЛ

Марка	Число цепей	$r_{уд}$	$x_{уд}$	$g_{уд}$	$b_{уд}$	$r_{л}$	$x_{л}$	$g_{л}$, мкСМ	$b_{л}$, мкСМ
АС-150/24	2	0,204	0,42775	0,000000364	0,0000027	5,61	11,76318	40,000	298,5253
АС-150/24	1	0,204	0,42775	0,000000331	0,0000027	10,2	21,3876	33,058	135,6933
АС-120/19	1	0,244	0,43473	0,000000298	0,0000027	10,98	19,56283	26,777	120,089
АС-120/19	1	0,244	0,43473	0,000000264	0,0000027	9,76	17,38918	21,157	106,7457
АС-120/19	2	0,244	0,43473	0,000000364	0,0000027	6,71	11,95506	40,000	293,5508
АС-70/11	1	0,422	0,42928	0,000000033	0,0000027	2,11	2,146388	0,331	13,51924
АС-50/8	1	0,595	0,43980	0,000000079	0,0000026	7,14	5,277587	1,904	31,64067
АС-50/8	1	0,595	0,43980	0,000000119	0,0000026	10,71	7,91638	4,284	47,461

Справочные параметры трансформаторов:

Таблица 6 – справочные параметры трансформаторов

марка	$S_{ном}$, МВ·А	$U_{ном}$, кВ	U_k %	ΔP_k , кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$I_{хх}$ %	r , ом	x , ом	g , см	b , см
ТДЦ-80000/110	80	121	10,5	310	70	0,6	0,71	19,20	0,000 00478	0,000 0328
ТДН-10000/110	10	115	10,5	60	14	0,7	7,94	138,6 4	0,000 00106	0,000 0382
ТМТН-6300/110	6,3	115/38, 5	10,5/1 7	58	14	1,2	0	0	0,000 00000	0,000 0000

3. Оценка балансов активной и реактивной мощностей в существующей сети

3.1 Баланс активных мощностей

Оценка баланса активной мощности необходима для выявления достаточности мощностей существующих электростанций и определения наличия и величины перетоков активной мощности между существующей сетью и остальной энергосистемой.

$$P_{\Sigma r} - P_{\Sigma n} = \Delta P_{НБ} \quad (3)$$

где $P_{\Sigma r}$ - суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$P_{\Sigma п}$ - суммарная потребляемая мощность;

$\Delta P_{НБ}$ – величина небаланса активной мощности.

Баланс активных мощностей рассмотрим для режима максимальных нагрузок ($P_{н} = P_{н.макс.}$):

$$P_{\Sigma \text{ эл станций}} - (P_{\Sigma \text{ нагр}} + \Delta P + P_{\text{собс.нужд}}) = \Delta \square НБ \quad (4)$$

где $P_{\Sigma \text{ нагр}}$ - нагрузки потребителей;

$P_{\text{собс.нужд}}$ - нагрузка собственных нужд электростанций;

ΔP - потери мощности в линиях и трансформаторах;

$P_{\Sigma \text{ эл станций}}$ – генерируемая мощность.

$$\Delta P = \Delta P_{\Sigma \text{ ЛЭП}} + \Delta P_{\Sigma \text{ Т}} \quad (5)$$

где $\Delta P_{\Sigma \text{ ЛЭП}}$ – потери на линиях электропередач

Суммарные потери активной мощности в линиях принимаем 3%, в трансформаторах 1,4% от мощности всех нагрузок. Расход активной мощности на собственные нужды принимаем 6% от установленной мощности.

Определим суммарную активную мощность всех нагрузок в системе:

$$P_{\Sigma \text{ нагр}} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_{41} + P_{42} + P_{ЭС1} \quad (6)$$

$$P_{\Sigma \text{ нагр}} = 19 + 48 + 18 + 20 + 4 + 6 + 40 = 155$$

Определим суммарные потери в ЛЭП:

$$\Delta P_{\Sigma \text{ ЛЭП}} = 0.03 \cdot (P_{41} + P_{42} + P_{ЭС1} + P_4) + 0.02 \cdot (P_2 + P_3 + P_5) \quad (7)$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{ ЛЭП}} = 0.03 \cdot (4 + 6 + 40 + 18) + 0.02 \cdot (19 + 48 + 20) = 3.78$$

Рассчитаем суммарные потери в трансформаторах, приняв, что они составляют 1.35%:

$$\Delta P_{\Sigma \text{ Т}} = 0.0135 \cdot P_{\Sigma \text{ нагр}} \quad (8)$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{ Т}} = 0.0135 \cdot 155 = 2.093$$

$$\Delta P = 3.78 + 2.093 = 5.873$$

Примем, что у нас пылеугольная подстанция, тогда, при расчёте примем:

					13.03.02.2019.122228 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$P_{с.н.} = 8\%; K_c = 0.8$$

где K_c – коэффициент спроса

Рассчитаем собственные нужды сети:

$$P_{\text{собс.нужд}} = P_{\text{сн1}} + P_{\text{сн2}}$$

$$P_{\text{собс.нужд}} = 3.84 + 3.2 = 7.04$$

Сумма мощностей генераторов:

$$P_{\Sigma \text{ эл станций}} = P_{\text{ЭС1.60}} + P_{\text{ЭС1.50}}$$

$$P_{\Sigma \text{ эл станций}} = 50 + 60 = 110$$

Рассчитаем величину небаланса активной мощности:

$$\Delta P_{\text{НБ}} = 110 - (155 + 5.873 + 7.04) = -57.913$$

Исходя из результата небаланса можем заметить, то у нас имеется недостаток активной мощности.

3.2 Баланс реактивных мощностей

Уравнение баланса реактивной мощности:

$$Q_{\Sigma \text{ нагр}} + \Delta Q_{\Sigma \text{ ЛЭП}} + \Delta Q_{\Sigma \text{ Т}} + Q_{\Sigma \text{ с.н.}} - Q_{\Sigma \text{ эл.станций}} - Q_{\Sigma \text{ комп.}} = \Delta Q_{\text{НБ}} \quad (9)$$

где $Q_{\Sigma \text{ нагр}}$ – нагрузка потребителей реактивной мощности;

$\Delta Q_{\Sigma \text{ ЛЭП}}$ – потери мощности на ЛЭП;

$\Delta Q_{\Sigma \text{ Т}}$ – потери в трансформаторах;

$Q_{\Sigma \text{ с.н.}}$ – нагрузка собственных нужд электростанций;

$Q_{\Sigma \text{ эл.станций}}$ – вырабатываемая реактивная мощность на станциях;

$Q_{\Sigma \text{ комп.}}$ – реактивная мощность от компенсаторов;

Потери реактивной мощности для воздушных линий примем за 5% от передаваемой по ним мощности. В трансформаторах: 7% от полной мощности, проходящей через него. Расход реактивной мощности на собственные нужды примем за $tg(\phi_{с.н.}) = 0.69$. Коэффициент мощности генераторов станции примем за $\cos(\phi_{\text{НОМ}}) = 0.85$.

Рассчитаем суммарную потребляемую реактивную мощность:

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_{41} + Q_{42} + Q_{ЭС1} \quad (10)$$

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} = 9.69 + 21.6 + 9.72 + 11.2 + 2.48 + 3.06 + 28 = 85.75$$

Расчёт реактивной мощности на собственные нужды:

$$Q_{\Sigma \text{с.н.}} = P_{\text{сн}} \cdot \text{tg}(\phi_{\text{сн}}) \quad (11)$$

$$Q_{\Sigma \text{с.н.}} = 0.69 \cdot 0.7 + 0.69 \cdot 10.8 = 7.93$$

Расчёт потерь на ЛЭП:

$$\Delta Q_{\Sigma \text{ЛЭП}} = 0.05 \cdot (Q_2 + Q_3 + Q_5) + 0.015 \cdot (Q_4 + Q_{41} + Q_{42} + Q_{ЭС1}) \quad (12)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\Sigma \text{ЛЭП}} &= 0.05 \cdot (9.69 + 21.6 + 11.2) + 0.015 \\ &\cdot (9.72 + 2.48 + 3.06 + 28) = 2.8 \end{aligned}$$

Компенсаторов в нашей сети нет, поэтому:

$$Q_{\Sigma \text{комп.}} = 0$$

Рассчитаем потери в трансформаторах реактивной мощности, приняв их за 7%:

$$\Delta Q_{\Sigma \text{т}} = 0.07 \cdot Q_{\Sigma \text{нагр}} \quad (13)$$

$$\Delta Q_{\Sigma \text{т}} = 0.07 \cdot 85.75 = 6$$

Рассчитаем зарядную мощность в линиях. Зарядная мощность в линиях 35 кВ не учитывается. Для линий примем зарядную мощность в размере 30 кВАр/км.

$$\Delta Q_{\Sigma \text{з.}} = 0.03 \cdot (2 \cdot 55 + 35 + 40 + 50 + 45 + 2 \cdot 55) = 11.7$$

Рассчитаем вырабатываемую реактивную мощность на станциях, приняв $\cos(\phi_{\text{ном}})$ за 0.62:

$$Q_{\Sigma \text{эл.станций}} = \cos(\phi_{\text{ном}}) \cdot P_{\Sigma \text{г}}$$

$$Q_{\Sigma \text{эл.станций}} = 0.62 \cdot 110 = 68.2$$

Рассчитаем величину небаланса реактивной мощности:

$$\Delta Q_{\Sigma \text{з.}} = 85.75 + 8.776 + 4.858 - 68.2 - 11.7 = 31.18$$

					13.03.02.2019.122228 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Исходя из расчётов, можно сказать, что имеется недостаток реактивной мощности.

4. Проверка состояния действующего оборудования сети

Предполагается, что в ходе развития сети будет модернизирована часть сети 110 кВ и будут введены подстанции 6 и 7 и электростанция ЭС-2, при этом сохраняются: сеть 35 кВ и электростанция ЭС-1. Так как не ожидается их модернизация и реконструкция, то проверим загрузку линий 35 кВ в максимальном режиме и загрузку трансформаторов на электростанции ЭС-1.

4.1 Проверка загрузки трансформаторов ЭС-1

Оценим электростанцию по выдаче её установленной мощности и по электроснабжению потребителя $S_{ЭС-1}$ 10 кВ в максимальном и минимальном режимах.

Проверка ТДЦ - 80000/110

$$\dot{S}_{\text{Густ}} = P_{\text{Гном}} - P_{\text{С.Н.}} + j(Q_{\text{Гном}} - Q_{\text{С.Н.}}) \quad (14)$$

$$\dot{S}_{\text{Густ}} = 60 - 3.84 + j(3.718 - 2.65) = 5.616 + 3.454j$$

$$S_{\text{Густ}} = \sqrt{5.616^2 + 3.454^2} = 65.93$$

Трансформатор не перегружен

При максимальной выдаче мощности.

В режиме минимального потребления нагрузку умножаем на 70%.

$$S_{\text{Т.уст}} = P_{\text{Г25}} - P_{\text{СН50}} + j(Q_{\text{Г25}} - Q_{\text{СН50}}) - S_{\text{ЭС1}} \cdot 0.7$$

$$S_{\text{Т.уст}} = 50 - 3.2 + j(30 - 2.2) = 18.8 + 9.179j$$

$$S_{\text{Т.уст}} = 20.92$$

При максимальной выдаче мощности.

$$S_{\text{Т.уст}} = P_{\text{Г25}} \div 2 - P_{\text{СН50}} + j(Q_{\text{Г25}} \div -Q_{\text{СН50}}) - S_{\text{ЭС1}}$$

$$S_{\text{Т.уст}} = 50 - 3.2 + j(30 - 2.2) = -19.2 - 14.79j$$

$$S_{\text{Т.уст}} = 26.32$$

Можно сделать вывод, что трансформаторы могут быть перегружены.

										Лист
										18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.122228 ВКР					

4.2 Проверка загрузки сети 35 кВ в максимальном режиме

Выполним перебор вариантов режима сети с отключением по одной из ВЛ 35 кВ

Зададимся предельными данными для ВЛ

$$I_{\text{пред } 50} = 210; I_{\text{пред } 70} = 256 \quad (15)$$

Отключение линии 4-41

Загрузка ВЛ 41-42

$$S_{\text{л } 41 \ 42} = S_{\text{п/ст } 41} + \left(\frac{S_{\text{п/ст } 41}}{U_{\text{л } 41 \ 42}} \right)^2 \cdot Z_{\text{л } 41 \ 42}$$

$$S_{\text{л } 41 \ 42} = 4 + 2.48j + \left(\frac{4 + 2.48j}{35} \right)^2 \cdot 10 = 4.081 + 2.644j$$

$$I_{\text{л } 41 \ 42} = \left| \frac{\overline{S_{\text{л } 41 \ 42}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л } 41 \ 42}} \right| = 80.21$$

$$K_{\text{зар } 41 \ 42} = \frac{I_{\text{л } 41 \ 42}}{I_{\text{пред } 50}}$$

Загрузка ВЛ 4-42

$$S_{\text{л } 4 \ 42} = S_{\text{п/ст } 42} + \left(\frac{S_{\text{п/ст } 42}}{U_{\text{л } 4 \ 42}} \right)^2 \cdot Z_{\text{л } 4 \ 42}$$

$$S_{\text{л } 4 \ 42} = 4 + 2.48j + \left(\frac{4 + 2.48j}{35} \right)^2 \cdot 15.146 = 10.936 + 7.125j$$

$$I_{\text{л } 4 \ 42} = \left| \frac{\overline{S_{\text{л } 4 \ 42}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л } 4 \ 42}} \right|$$

$$I_{\text{л } 4 \ 42} = \left| \frac{10.936 - 7.125j}{\sqrt{3} \cdot 35} \right| = 215.304$$

$$K_{\text{зар } 442} = \frac{I_{\text{л } 4 \ 42}}{I_{\text{пред } 50}}$$

$$K_{\text{зар } 442} = \frac{215.304}{210} = 1.025$$

Отключение линии 4-42

					13.03.02.2019.122228 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Загрузка ВЛ 41-42

$$S_{л 41 42'} = S_{п/ст 41} + \left(\frac{S_{п/ст 41}}{U_{л 41 42}} \right)^2 \cdot Z_{л 41 42}$$

$$S_{л 41 42'} = 4 + 2.48j + \left(\frac{6 + 3.06j}{35} \right)^2 \cdot 10 = 6.22 + 3.363j$$

$$I_{л 41 42'} = \left| \frac{\overline{S_{л 41 42'}}}{\sqrt{3} \cdot U_{л 41 42}} \right|$$

$$I_{л 41 42'} = \left| \frac{6.22 - 3.363j}{\sqrt{3} \cdot 35} \right| = 116.6$$

$$K_{зар 41 42'} = \frac{I_{л 41 42'}}{I_{пред 50}}$$

$$K_{зар 41 42'} = \frac{116.6}{210} = 0.555$$

Загрузка ВЛ 4-41

$$S_{л 4 41} = S_{п/ст 42} + S_{л 41 42'} + \left(\frac{S_{п/ст 42} + S_{л 41 42'}}{U_{л 4 42}} \right)^2 \cdot Z_{л 4 42}$$

$$S_{л 4 41} = 4 + 2.48j + 6.22 + 3.363j + \left(\frac{4 + 2.48j + 6.22 + 3.363j}{35} \right)^2 \cdot 7.162 = 13 + 7.9j$$

$$I_{л 4 41} = \left| \frac{\overline{S_{л 4 41}}}{\sqrt{3} \cdot U_{л 4 42}} \right|$$

$$I_{л 4 41} = \left| \frac{13 - 7.9j}{\sqrt{3} \cdot 35} \right| = 252.182$$

$$K_{зар 442} = \frac{I_{л 4 41}}{I_{пред 70}}$$

$$K_{зар 442} = \frac{252.182}{256} = 0.985$$

Загрузка ВЛ 4-42

$$S_{л 4 42} = S_{п/ст 42} + \left(\frac{S_{п/ст 42}}{U_{л 4 42}} \right)^2 \cdot Z_{л 4 42}$$

					13.03.02.2019.122228 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

$$S_{л 4 42} = 4 + 2.48j + \left(\frac{4 + 2.48j}{35}\right)^2 \cdot 15.146 = 10.936 + 7.125j$$

$$I_{л 4 42} = \left| \frac{\overline{S_{л 4 42}}}{\sqrt{3} \cdot U_{л 4 42}} \right|$$

$$I_{л 4 42} = \left| \frac{10.936 - 7.125j}{\sqrt{3} \cdot 35} \right| = 215.304$$

$$K_{зар 442} = \frac{I_{л 4 42}}{I_{пред 50}}$$

$$K_{зар 442} = \frac{215.304}{210} = 1.025$$

Отключение линии 41-42

Загрузка ВЛ 4-41

$$S_{л 4 41'} = S_{п/ст 41} + \left(\frac{S_{п/ст 41}}{U_{л 4 41}}\right)^2 \cdot Z_{л 4 41}$$

$$S_{л 4 41'} = 4 + 2.48j + \left(\frac{4 + 2.48j}{35}\right)^2 \cdot 7.162 = 4.058 + 2.596j$$

$$I_{л 4 41''} = \left| \frac{\overline{S_{л 4 41'}}}{\sqrt{3} \cdot U_{л 4 41}} \right|$$

$$I_{л 4 41''} = \left| \frac{4.058 - 2.596j}{\sqrt{3} \cdot 35} \right| = 79.459$$

$$K_{зар 4 41'} = \frac{I_{л 4 41''}}{I_{пред 70}}$$

$$K_{зар 4 41'} = \frac{79.459}{210} = 0.31$$

Загрузка ВЛ 4-42

$$S_{л 4 42'} = S_{п/ст 42} + S_{л 41 42'} + \left(\frac{S_{п/ст 42} + S_{л 41 42'}}{U_{л 4 42}}\right)^2 \cdot Z_{л 4 42}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.122228 ВКР

Лист

21

$$S_{л 4 42'} = 4 + 2.48j + 6.22 + 3.363j + \left(\frac{4 + 2.48j + 6.22 + 3.363j}{35} \right)^2 \cdot 7.162 = 12.549 + 6.877j$$

$$I_{л 4 42'} = \left| \frac{S_{л 4 42'}}{\sqrt{3} \cdot U_{л 4 42}} \right|$$

$$I_{л 4 42'} = \left| \frac{12.549 - 6.877j}{\sqrt{3} \cdot 35} \right| = 236.047$$

$$K_{зар 4 42''} = \frac{I_{л 4 42'}}{I_{пред 70}}$$

$$K_{зар 4 42''} = \frac{252.182}{256} = 0.922$$

Сравнивая по модулю, вычислим вариант с наименьшими потерями.

Этот вариант размыкания сети и принимай за рабочий.

$$S_{сум 4 41} = |3 \cdot I_{л 4 42}^2 \cdot Z_{л 4 42} + 3 \cdot I_{л 41 42}^2 \cdot Z_{л 41 42}|$$

$$S_{сум 4 41} = |3 \cdot 215.304^2 \cdot 15.146 + 3 \cdot 80.211^2 \cdot 10.097| = 2.301$$

Размыкаем линию 41-42

$$S_{сум 41 42} = |3 \cdot I_{л 4 42''}^2 \cdot Z_{л 4 42} + 3 \cdot I_{л 4 41''}^2 \cdot Z_{л 41 42}|$$

$$S_{сум 41 42} = |3 \cdot 236.047^2 \cdot 15.146 + 3 \cdot 79.459^2 \cdot 10.097| = 2.723$$

$$S_{сум 4 42} = |3 \cdot I_{л 4 41'}^2 \cdot Z_{л 4 41} + 3 \cdot I_{л 41 42''}^2 \cdot Z_{л 41 42}|$$

$$S_{сум 4 42} = |3 \cdot 252.182^2 \cdot 7.162 + 3 \cdot 116.631^2 \cdot 10.097| = 1.778$$

4.3 Проверка 2хТМТН-63000/110

Определим коэффициент загрузки и аварийной перегрузки трансформатора.

$$S_{ав} = S_{л 4 41} + S_{п/ст 4}$$

$$S_{ав} = 13.089 + 7.899j + 18 + 9.72j = 31.089 + 17.619j$$

Рассчитаем коэффициент загрузки трансформатора:

											Лист
											22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.122228 ВКР						

$$K_{\text{загр}} = \frac{|S_{\text{ав}}|}{2 \cdot S_{\text{ТМДН}}}$$

$$K_{\text{загр}} = \frac{\sqrt{31.089^2 + 17.619^2}}{2 \cdot 6.3} = 2.836$$

Рассчитаем коэффициент перегрузки:

$$K_{\text{пер}} = \frac{|S_{\text{ав}}|}{S_{\text{ТМДН}}}$$

$$K_{\text{пер}} = \frac{\sqrt{31.089^2 + 17.619^2}}{6.3} = 5.672$$

При аварии трансформатор будет загружен на 567 %. Такая перегрузка недопустима, поэтому необходима реконструкция.

II РАЗВИТИЕ СЕТИ 110 КВ С ВВОДОМ НОВЫХ ОБЪЕКТОВ

1. Оценка баланса мощностей с учётом ввода новых объектов

1.1 Баланс активных мощностей

Рассчитаем мощности, выдаваемые генераторами на ЭС-2.

Примем номинальный $\cos(\phi)$ за 0.85.

Для генератора на 110.

$$P_{Г\ 110} = 110$$

$$Q_{Г\ 110} = P_{Г\ 110} \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos(\phi)} - 1}$$

$$Q_{Г\ 110} = 110 \cdot \sqrt{\frac{1}{0.85} - 1} = 68.172$$

Для двух генераторов на 60.

$$P_{Г\ 2\ 60} = 120$$

$$Q_{Г\ 2\ 60} = P_{Г\ 2\ 60} \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos(\phi)} - 1}$$

$$Q_{Г\ 2\ 60} = 120 \cdot \sqrt{\frac{1}{0.85} - 1} = 74.369$$

Примем $\text{tg}(\phi_{\text{сн}})$ за 0.69 и коэффициент спроса $K_c = 0.8$.

Рассчитаем собственные нужды для генератора на 110 МВт.

$$P_{\text{сн}\ 110\ \text{макс}} = \frac{8 \cdot P_{Г\ 110}}{100}$$

					13.03.02.2019.122228 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

$$P_{\text{сн 110 макс}} = \frac{8 \cdot 110}{100} = 8.8$$

$$P_{\text{сн 110}} = P_{\text{сн макс}} \cdot K_c$$

$$P_{\text{сн 110}} = 8.8 \cdot 0.8 = 7.04$$

$$Q_{\text{сн 110}} = P_{\text{сн}} \cdot \text{tg}(\phi_{\text{сн}})$$

$$Q_{\text{сн 110}} = 7.04 \cdot 0.69 = 4.858$$

Рассчитаем собственные нужды для двух генераторов по 60 МВт.

$$P_{\text{сн 2 60 макс}} = \frac{8 \cdot P_{\Gamma 2 60}}{100}$$

$$P_{\text{сн 2 60 макс}} = \frac{8 \cdot 120}{100} = 9.6$$

$$P_{\text{сн 2 60}} = P_{\text{сн 2 60 макс}} \cdot K_c$$

$$P_{\text{сн 2 60}} = 9.6 \cdot 0.8 = 7.68$$

$$Q_{\text{сн 2 60}} = P_{\text{сн 2 60}} \cdot \text{tg}(\phi_{\text{сн}})$$

$$Q_{\text{сн 2 60}} = 7.68 \cdot 0.69 = 5.299$$

После изменения параметров режима сети, вызванного строительством новых объектов, требуется заново рассчитать баланс мощностей.

Рассчитаем баланс активной и реактивной мощности для новой подстанции.

$$P_{\Sigma \text{ г}} - P_{\Sigma \text{ п}} = \Delta P_{\text{НБ}} \quad (16)$$

где $P_{\Sigma \text{ г}}$ - суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$P_{\Sigma \text{ п}}$ - суммарная потребляемая мощность;

$\Delta P_{\text{НБ}}$ - величина небаланса активной мощности.

Баланс активных мощностей рассмотрим для режима максимальных нагрузок ($P_{\text{н}} = P_{\text{н.макс.}}$):

$$P_{\Sigma \text{ эл станций}} - (P_{\Sigma \text{ нагр}} + \Delta P + P_{\text{собс.нужд}}) = \Delta P_{\text{НБ}} \quad (17)$$

где $P_{\Sigma \text{ нагр}}$ - нагрузки потребителей;

$P_{\text{собс.нужд}}$ - нагрузка собственных нужд электростанций;

ΔP - потери мощности в линиях и трансформаторах;

$P_{\Sigma \text{ эл станций}}$ – генерируемая мощность.

$$\Delta P = \Delta P_{\Sigma \text{ лэп}} + \Delta P_{\Sigma \text{ т}} \quad (18)$$

где $\Delta P_{\Sigma \text{ лэп}}$ – потери на линиях электропередач

Суммарные потери активной мощности в линиях принимаем 3%, в трансформаторах 1,4% от мощности всех нагрузок. Расход активной мощности на собственные нужды принимаем 6% от установленной мощности.

Определим суммарную активную мощность всех нагрузок в системе:

$$P_{\Sigma \text{ нагр}} = P_2 + P_3 + P_4 + P_{41} + P_{42} + P_5 + P_6 + P_7 + P_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}} \quad (19)$$

$$P_{\Sigma \text{ нагр}} = 19 + 48 + 18 + 4 + 6 + 20 + 38 + 21 + 40 + 45 = 259$$

Определим суммарные потери в ЛЭП:

$$\Delta P_{\Sigma \text{ лэп}} = 0.03 \cdot (P_{41} + P_{42} + P_{\text{ЭС1}} + P_4) + 0.02 \cdot (P_2 + P_3 + P_5 + P_{\text{ЭС2}} + P_6 + P_7) \quad (20)$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{ лэп}} = 0.03 \cdot (4 + 6 + 40 + 18)$$

$$+ 0.02 \cdot (19 + 48 + 20 + 45 + 38 + 21) = 7.793$$

Рассчитаем суммарные потери в трансформаторах, приняв, что они составляют 1.35%:

$$\Delta P_{\Sigma \text{ т}} = 0.0135 \cdot \Delta P_{\Sigma \text{ нагр}} \quad (21)$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{ т}} = 0.0135 \cdot 259 = 3.497$$

$$\Delta P = 3.497 + 7.793 = 11.289$$

Примем, что у нас пылеугольная подстанция, тогда, при расчёте примем:

$$P_{\text{с.н.}} = 8\%; K_c = 0.8$$

где K_c – коэффициент спроса

Рассчитаем собственные нужды сети:

$$P_{\text{собс.нужд}} = P_{\text{сн 50}} + P_{\text{сн 60}} + P_{\text{сн 2 60}} + P_{\text{сн 110}}$$

$$P_{\text{собс.нужд}} = 3.2 + 3.84 + 7.68 + 7.04 = 21.76$$

Сумма мощностей генераторов:

$$P_{\Sigma \text{ эл станций}} = P_{\text{ЭС1.60}} + P_{\text{ЭС1.50}} + P_{\text{ЭС2.50}} + P_{\text{ЭС2.60}}$$

$$P_{\Sigma \text{ эл станций}} = 50 + 60 + 110 + 120 = 340$$

Рассчитаем величину небаланса активной мощности:

$$\Delta P_{\text{НБ}} = 340 - (259 + 11.289 + 21.76) = 4.7951$$

Исходя из результата небаланса можем заметить, остаётся запас по активной мощности.

1.2 Баланс реактивных мощностей

Уравнение баланса реактивной мощности:

$$Q_{\Sigma \text{ нагр}} + \Delta Q_{\Sigma \text{ ЛЭП}} + \Delta Q_{\Sigma \text{ Т}} + Q_{\Sigma \text{ с.н.}} - Q_{\Sigma \text{ эл.станций}} - Q_{\Sigma \text{ комп.}} = \Delta Q_{\text{НБ}} \quad (22)$$

где $Q_{\Sigma \text{ нагр}}$ – нагрузка потребителей реактивной мощности;

$\Delta Q_{\Sigma \text{ ЛЭП}}$ – потери мощности на ЛЭП;

$\Delta Q_{\Sigma \text{ Т}}$ – потери в трансформаторах;

$Q_{\Sigma \text{ с.н.}}$ – нагрузка собственных нужд электростанций;

$Q_{\Sigma \text{ эл.станций}}$ – вырабатываемая реактивная мощность на станциях;

$Q_{\Sigma \text{ комп.}}$ – реактивная мощность от компенсаторов;

Потери реактивной мощности для воздушных линий примем за 5% от передаваемой по ним мощности. В трансформаторах: 7% от полной мощности, проходящей через него. Расход реактивной мощности на собственные нужды примем за $\text{tg}(\phi_{\text{с.н.}}) = 0.69$. Коэффициент мощности генераторов станции примем за $\cos(\phi_{\text{НОМ}}) = 0.85$.

Рассчитаем суммарную потребляемую реактивную мощность:

$$Q_{\Sigma \text{ нагр}} = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_{41} + Q_{42} + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_{\text{ЭС1}} + Q_{\text{ЭС2}} \quad (23)$$

$$Q_{\Sigma \text{ нагр}} = 9.69 + 21.6 + 9.72 + 2.48 + 3.06$$

$$+ 11.2 + 18.24 + 13.02 + 28 + 21.6 = 138.61$$

										Лист
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.122228 ВКР					

Расчёт реактивной мощности на собственные нужды:

$$Q_{\Sigma \text{ с.н.}} = P_{\text{сн}} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{\text{сн}}) \quad (24)$$

$$Q_{\Sigma \text{ с.н.}} = 21.76 \cdot 0.069 = 7.93$$

Расчёт потерь на ЛЭП:

$$\Delta Q_{\Sigma \text{ ЛЭП}} = 0.05 \cdot (P_{41} + P_{42} + P_{\text{ЭС1}} + P_4) \quad (25)$$

$$+ 0.015 \cdot (P_2 + P_3 + P_5 + P_{\text{ЭС2}} + P_6 + P_7)$$

$$\Delta Q_{\Sigma \text{ ЛЭП}} = 0.015 \cdot (2.48 + 3.06 + 28 + 9.72)$$

$$+ 0.05 \cdot (9.69 + 21.6 + 11.2 + 21.6 + 18.24 + 13.02) = 5.416$$

Компенсаторов в нашей сети нет, поэтому:

$$Q_{\Sigma \text{ комп.}} = 0$$

Рассчитаем потери в трансформаторах реактивной мощности, приняв их за 7%:

$$\Delta Q_{\Sigma \text{ Т}} = 0.07 \cdot Q_{\Sigma \text{ нагр}} \quad (26)$$

$$\Delta Q_{\Sigma \text{ Т}} = 0.07 \cdot 138.61 = 9.703$$

Рассчитаем зарядную мощность в линиях. Зарядная мощность в линиях 35 кВ не учитывается. Для линий примем зарядную мощность в размере 30 кВАр/км.

$$\Delta Q_{\Sigma \text{ з.}} = 0.03 \cdot \left(\begin{array}{c} 2 \cdot 55 + 35 + 40 + 50 + 45 \\ + 2 \cdot 55 + 60 + 65 + 25 + 40 + 35 + 35 \end{array} \right) = 19.5$$

Рассчитаем вырабатываемую реактивную мощность на станциях, приняв $\cos(\phi_{\text{ном}})$ за 0.62:

$$Q_{\Sigma \text{ эл.станций}} = \cos(\phi_{\text{ном}}) \cdot P_{\Sigma \text{ Г}}$$

$$Q_{\Sigma \text{ эл.станций}} = 0.62 \cdot 340 = 210.8$$

Рассчитаем величину небаланса реактивной мощности:

$$\Delta Q_{\text{НБ}} = 138.6 + 15.1 + 1.5 - 2.1 - 2.108 - 19.5 = -55.569$$

Исходя из расчётов, можно сказать, что имеется запас реактивной мощности.

2. Выбор напряжения передачи электроэнергии и схемы РУ для ЭС-II

Выбор оптимального варианта развития электрической сети является довольно важной и неординарной задачей. Для этого требуются не только знания в данной области, но и творческий подход к разработке, инженерная интуиция. Все элементы схемы находятся в тесных технико-экономических связях. Изменение, добавление, потеря одного или нескольких элементов могут привести к изменению номинального напряжения сети или отдельных её частях. Именно поэтому выбор схем подключения новых элементов и номинального напряжения сети производятся одновременно.

Номинальные напряжения зависят от мощности, которая передаётся по линии и её расстояния. Выбор экономически выгодного номинального напряжения можно ссылаясь на области их применения или воспользоваться формулой Илларионова:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (27)$$

где $U_{\text{эк}}$ – экономически выгодное сечение в кВ

L – длина линии в км;

P – передаваемая мощность на одну цепь в МВт.

$$P_{\text{ЭС2}} = P_{\text{ЭС2 г 110}} + P_{\text{ЭС2 г 60}} - P_{\text{ЭС2}}$$

$$P_{\text{ЭС2}} = 110 + 120 - 45 = 185$$

Выберем экономичный и выгодный вариант: двухцепная линия. Выберем линию с минимальной длиной: $L = 60$

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{185 \div 2}}} = 168.167$$

Возможны два варианта напряжений новой подстанции. Если учесть возможность выбора номинальным напряжения 220 кВ, то следует сказать о затратах, требующихся для модернизации сети, т.к. основная её часть ис-

					13.03.02.2019.122228 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

пользует номинальное напряжение 110 кВ. Поэтому выбираем вариант номинального напряжения сети и принимаем напряжения на электростанции ЭС-2 равным 110 кВ.

Мощность генераторов новой электростанции превышает 50 МВт, а так-же не предполагается потребитель напряжение 6-10 кВ. Выбираем блочную схему подключения к сети.

3. Выбор новых трансформаторов и замена старых

Трансформаторы рассчитываем и выбираем отдельно для каждого блока, но из-за того, что генераторы имеют одинаковую мощность, расчёт сводится до выбора одного трансформатора.

Выбор трансформаторов на подстанциях №6 и №7 исходит категории надёжности потребителя. Для второй категории надёжности электроснабжение подстанций должно осуществляться от двух независимых источников питания. Из ПУЭ, если один трансформатор выведен из работы, то второй можно перегружать на 40% от номинальной мощности самого трансформатора всего лишь на 6 часов.

Выберем для блока 110МВт.

$$S_{ЭС2\ 110} = |P_{ЭС2\ Г\ 110} - P_{сн\ 110} + j(Q_{ЭС2\ Г\ 110} - Q_{сн\ 110})| \quad (28)$$

$$S_{ЭС2\ 110} = |110 - 7.04 + j(68.172 - 4.858)| = 120.87$$

Теперь определим номинальную мощность трансформатора электростанции:

$$S_{Т\ ном} \geq S_{Г\ ном}$$

Примем и рассчитаем параметры трансформатора ТДЦ-125000/110.

$$\Delta P_{xx\ ТДЦ125} = 120$$

$$U_{ном\ ТДЦ125} = 121$$

$$I_{xx\ ТДЦ125} = 0.55$$

$$S_{ТДЦ125} = 125$$

					13.03.02.2019.122228 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

$$g_{T \text{ ТДЦ125}} = \frac{\Delta P_{xx \text{ ТДЦ125}}}{U_{\text{НОМ ТДЦ125}}^2}$$

$$g_{T \text{ ТДЦ125}} = \frac{120}{121^2} = 8.196 \cdot 10^{-6}$$

$$b_{T \text{ ТДЦ125}} = \frac{I_{xx \text{ ТДЦ125}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{ТДЦ125}}}{U_{\text{НОМ ТДЦ125}}^2}$$

$$b_{T \text{ ТДЦ125}} = \frac{0.55}{100} \cdot \frac{125}{121^2} = 0.469 \cdot 10^{-6}$$

Выберем для блока 110МВт.

$$S_{\text{ЭС2 2 60}} = |P_{\text{ЭС2 Г 2 60}} - P_{\text{сн 2 60}} + j(Q_{\text{ЭС2 Г 2 60}} - Q_{\text{сн 2 60}})| \quad (29)$$

$$S_{\text{ЭС2 2 60}} = |120 - 7.68 + j(74.369 - 5.299)| = 131.858$$

Примем и рассчитаем параметры трансформатора ТДЦ-200000/110.

$$\Delta P_{xx \text{ ТДЦ200}} = 120$$

$$U_{\text{НОМ ТДЦ200}} = 121$$

$$I_{xx \text{ ТДЦ200}} = 0.55$$

$$S_{\text{ТДЦ200}} = 125$$

$$g_{T \text{ ТДЦ200}} = \frac{\Delta P_{xx \text{ ТДЦ200}}}{U_{\text{НОМ ТДЦ200}}^2}$$

$$g_{T \text{ ТДЦ200}} = \frac{120}{121^2} = 8.196 \cdot 10^{-6}$$

$$b_{T \text{ ТДЦ200}} = \frac{I_{xx \text{ ТДЦ200}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{ТДЦ200}}}{U_{\text{НОМ ТДЦ200}}^2}$$

$$b_{T \text{ ТДЦ200}} = \frac{0.55}{100} \cdot \frac{125}{121^2} = 0.469 \cdot 10^{-6}$$

Оценим по максимальной и минимальной выдаче в сеть.

Максимальная выдача мощности и минимальное потребление нагрузки.

ки.

В режиме минимального потребления нагрузку умножаем на 0,7.

$$S_{\text{Т уст 2 60 мин}} = P_{\text{ЭС1 Г 25}} - P_{\text{сн 50}} + j(Q_{\text{ЭС1 Г 25}} - Q_{\text{сн 50}}) - P_{\text{ЭС1}} \cdot 0.7$$

$$S_{\text{Т уст 2 60 мин}} = 50 - 3.2 + j(30.987 - 2.208) -$$

$$-(40 + 28j) \cdot 0.7 = 18.8 + 9.179j$$

										Лист
										30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.122228 ВКР					

$$|S_{T \text{ уст } 2 \text{ 60 мин}}| = \sqrt{18.8^2 + 9.179^2} = 20.92$$

Режим максимального потребления мощности из сети

$$S_{T \text{ уст } 2 \text{ 60 макс}} = P_{ЭС1 \text{ г } 25} \div 2 - P_{сн 50} + j(Q_{ЭС1 \text{ г } 25} \div 2 - Q_{сн 50}) - P_{ЭС1}$$

$$S_{T \text{ уст } 2 \text{ 60 макс}} = 50 \div 2 - 3.2 + j(30.987 \div 2 - 2.208) - \\ -(40 + 28j) = -18.2 - 14.714j$$

$$|S_{T \text{ уст } 2 \text{ 60 макс}}| = \sqrt{18.2^2 + 14.714^2} = 23.404$$

Для блока 2·25 МВт

Примем трансформатор ТДЦ-25000/110

$$\Delta P_{xx \text{ ТДЦ}25} = 19$$

$$U_{\text{ном ТДЦ}25} = 115$$

$$I_{xx \text{ ТДЦ}25} = 0.7$$

$$S_{\text{ТДЦ}25} = 25$$

$$g_{\text{Т ДЦ}25} = \frac{\Delta P_{xx \text{ ТДЦ}25}}{U_{\text{ном ТДЦ}25}^2}$$

$$g_{\text{Т ДЦ}25} = \frac{19}{115^2} = 1.437 \cdot 10^{-6}$$

$$b_{\text{Т ДЦ}25} = \frac{I_{xx \text{ ТДЦ}25}}{100} \cdot \frac{S_{\text{ТДЦ}25}}{U_{\text{ном ТДЦ}25}^2}$$

$$b_{\text{Т ДЦ}25} = \frac{0.7}{100} \cdot \frac{25}{115^2} = 0.1323 \cdot 10^{-6}$$

4. Выбор конфигурации сети 110 кВ и сечения новых ВЛ

Выбор конфигурации сети основан на экономических критериях, на минимизации приведённых затрат. Чтобы корректно выбрать вариант сети следует:

- 1) Составить все варианты подключения объекта;
- 2) Отбросить вариант с максимальными капитальными затратами;
- 3) Выбрать сечения линий;
- 4) Рассчитать приведённые затраты;

					13.03.02.2019.122228 ВКР	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5) Выбрать вариант с минимальными затратами.

При выборе вариантов проектирования подстанций будем считать, что они питают потребителя второй категории. В этом случае необходимо иметь два независимых источника питания. Двухцепную ЛЭП можно рассмотреть в качестве таковой если она является тупиковой. Будем считать шестую подстанцию тупиковой, седьмую подстанцию транзитной. Рассмотрим варианты подключения.

При использовании подключения через двухцепную ЛЭП наблюдаются перенапряжения в узле высокого напряжения станции. Поэтому остаётся использовать лишь один вариант подключения:

I. ВЛ п/ст 2 – ЭС -2;

ВЛ п/ст 3 – ЭС -2.

Для шестой подстанции:

I. 2 ВЛ п/ст 6 – п/ст 3;

II. 2 ВЛ п/ст 6 – п/ст 2.

Вариант II экономически выгоднее, т.к. длина линии меньше.

Для седьмой подстанции возможен только один вариант подключения через 5 и 4 подстанции, т.к. она транзитная.

4.1 Выбор вариантов подключения ЭС-2

Выберем и посчитаем двухцепный вариант подключения.

$$P_{Г ЭС2} = P_{Г 110} + P_{Г 60}$$

$$P_{Г ЭС2} = 110 + 120 = 230$$

$$P_{сн ЭС2} = P_{сн 110} + P_{сн 2 60}$$

$$P_{сн ЭС2} = 7.04 + 7.68 = 14.72$$

$$Q_{Г ЭС2} = Q_{Г 110} + Q_{Г 60}$$

$$Q_{Г ЭС2} = 68.172 + 74.369 = 142.541$$

$$Q_{сн ЭС2} = Q_{сн 110} + Q_{сн 2 60}$$

$$Q_{сн ЭС2} = 4.858 + 5.299 = 10.16$$

					13.03.02.2019.122228 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

$$I_{II'} = \frac{\sqrt{(P_{ГЭС2} - P_{сн ЭС2} - P_{ЭС2})^2 + (Q_{ГЭС2} - Q_{сн ЭС2} - Q_{ЭС2})^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном ЭС2}}$$

$$I_{II'} = \frac{\sqrt{(230 - 14.72 - 45)^2 + (142.541 - 10.157 - 21.6)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 663.237$$

Рассчитаем экономически выгодный ток.

Для сетей 110-220 кВ выберем следующие коэффициенты.

$$j_{э баз} = 0.8$$

$$a_t = 1$$

$$a_i = 1.05$$

$$j_{э} = \frac{j_{э баз}}{a_t \cdot a_i}$$

$$j_{э} = \frac{0.8}{1 \cdot 1.05} = 0.762$$

$$F_{II'} = \frac{I_{II'}}{j_{э}}$$

$$F_{II'} = \frac{663.237}{0.762} = 870.499$$

Примем две двухцепные линии по 150 мм² (150 * 2) * 2 = 600, тогда ток, протекающий по проводу равен.

$$F_{II' нов} = 150$$

$$I_{II' нов} = \frac{I_{II'} \div 2}{2}$$

$$I_{II' нов} = \frac{663.237 \div 2}{2} = 165.809$$

Данная конфигурация проходит по короне.

Проверим по максимальному току.

$$I_{II' вл макс} = 2 * I_{II' нов}$$

$$I_{II' вл макс} = 2 * 165.809 = 331.619$$

Данное значение меньше, чем предельный ток, который равен

$$I_{пред} = 250.$$

Исходя из типовых принципиальных схем РУ 35–750 кВ выберем наиболее подходящий вариант. При проектировании пользуемся руководящими указаниями.

Выбранная схема 110-5Н: Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, представлена на рисунке.

4.2 Выбор вариантов подключения п/ст 6

Представим шестую подстанцию как тупиковую.

Исходя из типовых принципиальных схем РУ 35–750 кВ выберем наиболее подходящий вариант. При проектировании пользуемся руководящими указаниями.

Выбранная схема 110-5Н: Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, представлена на рисунке.

$$U_{\text{п ст 6 ном}} = 110$$

$$L = 25$$

$$I_{\text{п ст 6}} = \frac{\sqrt{P_{\text{п ст 6}}^2 + Q_{\text{п ст 6}}^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{п ст 6 ном}}}$$

$$I_{\text{п ст 6}} = \frac{\sqrt{38^2 + 18.24^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 110.617$$

По методу экономической плотности подберём провод.

Рассчитаем экономически выгодный ток.

Для сетей 110-220 кВ выберем следующие коэффициенты.

$$j_{\text{э баз}} = 0.8$$

$$a_t = 1$$

$$a_i = 1.05$$

$$j_{\text{э}} = \frac{j_{\text{э баз}}}{a_t \cdot a_i}$$

$$j_{\text{э}} = \frac{j_{\text{э баз}}}{1 \cdot 1.05} = 0.762$$

$$F_{6'} = \frac{I_{6'}}{j_{\text{э}}}$$

$$F_{6'} = \frac{110.617}{0.762} = 145.185$$

Выберем 2хАС-95/16.

Проверим по максимальному току.

$$I_{6' \text{ вл макс}} = 2 * I_{6' \text{ нов}}$$

$$I_{6' \text{ вл макс}} = 2 * 145.185 = 221.235$$

Данное значение меньше, чем предельный ток, который равен

$$I_{\text{пред}} = 250.$$

4.3 Выбор вариантов подключения п/ст 7

Представим седьмую подстанцию как транзитную.

$$U_{\text{п ст 7 ном}} = 110$$

$$I_{\text{п ст 7}} = \frac{\sqrt{P_{\text{п ст 7}}^2 + Q_{\text{п ст 7}}^2}}{2 * \sqrt{3} * U_{\text{п ст 7 ном}}}$$

$$I_{\text{п ст 7}} = \frac{\sqrt{21^2 + 13.02^2}}{2 * \sqrt{3} * 110} = 64.844$$

По методу экономической плотности подберём провод.

Рассчитаем экономически выгодный ток.

Для сетей 110-220 кВ выберем следующие коэффициенты.

$$j_{\text{э баз}} = 0.8$$

$$a_t = 1$$

$$a_i = 1.05$$

$$j_{\text{э}} = \frac{j_{\text{э баз}}}{a_t * a_i}$$

$$j_{\text{э}} = \frac{0.8}{1 * 1.05} = 0.762$$

$$F_{7'} = \frac{I_{\text{п ст 7}}}{j_{\text{э}}}$$

$$F_{7'} = \frac{64.844}{0.762} = 85.107$$

Выберем АС-95/16.

Проверим по максимальному току.

$$I_{7' \text{ вл макс}} = 2 * I_{7' \text{ нов}}$$

					13.03.02.2019.122228 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

$$I_{6'_{\text{вл макс}}} = 2 * 145.185 = 129.687$$

Данное значение меньше, чем предельный ток, который равен

$$I_{\text{пред}} = 150.$$

					13.03.02.2019.122228 ВКР	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

III РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ

1. Основы динамического программирования

1.1 Метод динамического программирования

В линейном и нелинейном программировании процесс оптимизации считался независимым от времени, то есть является статическим.

Динамическое программирование создано для оптимизации «многошаговых» или «многоэтапных» операций.

Примерами таких задач могут быть распределение инвестиций в предприятие по годам расчётного периода с целью максимизации прибыли; или выбор суточного режима электростанции при ограниченном запасе первичного энергоресурса, или процесс изменения параметров пара на блоке тепловой электростанции и целый ряд других технико-экономических задач.

Некоторые процессы делятся на шаги естественным образом, в других разделении приходится проводить искусственно.

Эффективность W таких многоэтапных процессов, как правило, складывается из эффектов на отдельных шагах.

$$W = \sum_{(i)} \omega_i, \quad (30)$$

где ω_i – эффект на i -м этапе.

Такой критерий называют «аддитивным».

Управление операцией проводится на каждом шаге и влияет не только на эффект на шаге, но и на эффективность решения в целом. Вектор управления операцией $U = \{u_1, u_2, \dots, u_n\}$ должен выбираться так, чтобы был обеспечивался максимум эффективности всей операции $\dot{W} = \max_u \{W(u)\}$.

Такое управление называют оптимальным.

Поиск наилучшего управления можно проводить, определяя сразу все n шаговых управлений u_i , то есть решая задачу многомерной оптимизации,

либо строить процесс решения шаг за шагом, оптимизируя на шаге только одно управление u_i . Динамическое программирование ориентировано на второй способ, как более простой.

Но оптимизация на шаге должна проводиться с учётом последствий выбора на все этапы, то есть управление на i -м шаге надо выбирать так, чтобы эффект на этом шаге и на всех последующих до конца операции шагах был наилучшим. В особых условиях при этом находится последний шаг процесса, за которым уже нечего решать. В связи с этим часто поиск оптимального решения начинают с конца, последовательно этап за этапом приближаясь к началу.

Суть принципа динамического программирования достаточно проста и понятна: управление на каждом шаге должно приниматься так, чтобы оно было продолжением оптимальных управлений, найденных на уже рассмотренных шагах.

Используем этот принцип для поиска кратчайшего пути из пункта А в пункт Б. Дорожная карта, весьма условная, приведена на рисунке ниже, где показаны длины дорог в км.

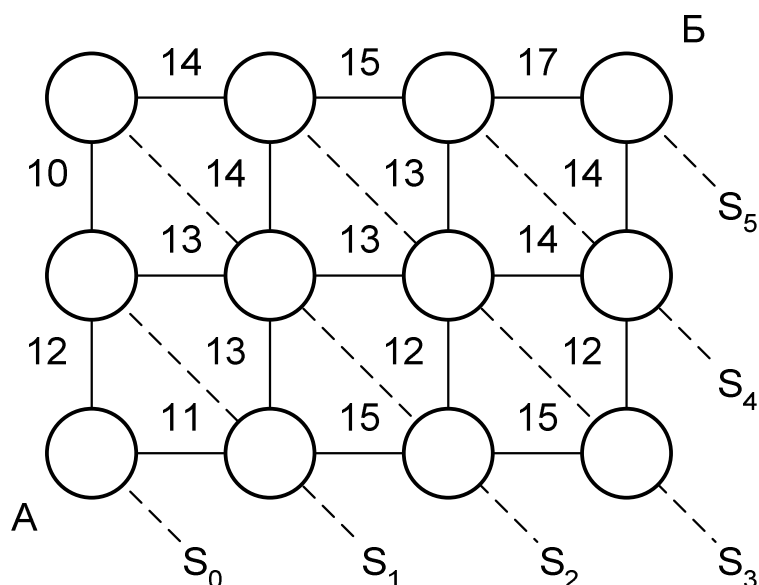


Рисунок 2 – Длина дорог

Решая задачу, необходимо в первую очередь разбить процесс на шаги. В качестве шага возьмём переход в соседний пункт и наметим возможные состояния операции в конце каждого шага, обозначенные S_i . Начальное S_0 и конечное S_5 состояния характеризуются пребыванием только в одном пункте, соответственно, А и Б. Возможные параметры в конце первого S_1 и четвёртого S_4 шага включают по два пункта, S_2 и S_3 по три пункта возможных путей.

Управление на каждом шаге заключается в выборе дороги, направленной в меридианальном или широтном направлениях. Эффективность управления определяется длиной пути в км.

Оптимизацию начнём с последнего шага. Рассмотрим все возможные состояния, а их всего два, в начале шага, и для каждого выберем наилучшее управление, ведущее в конечный пункт. Управления здесь выбираются однозначно и запоминаются. Эффект на шаге определяется длиной пути и также запоминается как параметр данного состояния. На рисунке ниже оптимальные управления отмечены стрелками, а условно оптимальные эффективности вписаны в круги.

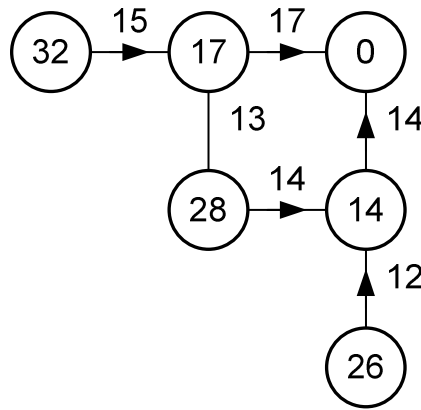


Рисунок 3 – Схема оптимальных управлений

Затем переходят к оптимизации предпоследнего шага. Здесь для каждого состояния в начале шага выберем оптимальное управление, ведущее в назначенный пункт. Для первого и третьего состояний управления определяются однозначно. Для среднего состояния из двух возможных управлений выбирается оптимальное по кратчайшему пути до конечного пункта. Этот путь определяется суммой пути на шаге, то есть 13 и 14 км, и условно оптимальных эффектов на последующих шагах, соответственно 17 и 14 км.

Аналогично проводится условная оптимизация на прочих шагах.

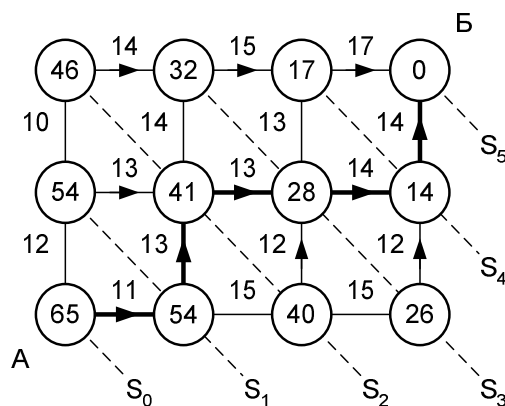


Рисунок 4 – Дальнейшие оптимизации

Оптимальный путь, выделенный толстыми линиями, находится обратным ходом с использованием запомненных условно-оптимальных управлений для каждого состояния.

Процесс условной оптимизации может проводиться аналогично и из начального состояния, переходя от начала к концу.

1.2 Основное уравнение динамического программирования

Объединим изложенный алгоритм и цель динамического программирования. С этой целью рассмотрим задачу, заключающуюся в переводе системы из состояния S_0 в конечное состояние S_K .

Выделим i -й шаг с состоянием S_i в начале и наметим несколько возможных управлений на шаге и соответствующих им состояний в конце шага, а также оптимальных траекторий на всех последующих шагах, найденных на пройденных этапах оптимизации, проведённой, начиная с самого последнего шага.

Введём следующие обозначения:

- S_i – состояние в начале i -го шага;
- S' – состояние в конце шага;
- u_i – управление на i -м шаге;
- ω_i – эффект на i -м шаге;
- $W_{i+1}(S')$ – условно-оптимальный эффект на всех шагах, начиная с $(i+1)$ -го до последнего, при условии, что система находится в состоянии S' .

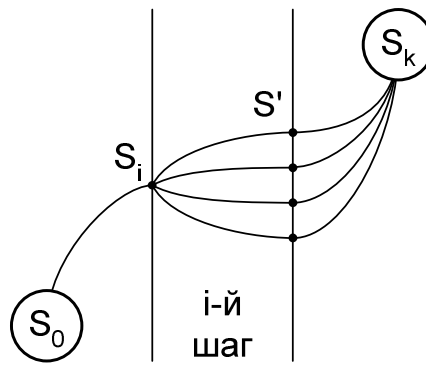


Рисунок 5 – i-й шаг с состоянием S_i

Видим что, состояние S' и эффект ω_i , зависят от состояния в начале шага S_i и управления на шаге: $S' = \varphi(S_i, u_i)$, $\omega_i = f(S_i, u_i)$.

Рассчитаем общий суммарный эффект на i-м шаге при любом управлении u_i на шаге и эффект на всех следующих при оптимальном управлении на этих шагах:

$$\tilde{W}_i(S_i, u_i) = \omega_i(S_i, u_i) + W_{i+1}(S_i, u_i) = F(u_i). \quad (31)$$

Для этого состояния S_i данный эффект зависит только от управления на шаге. Условно-оптимальное управление и условно-оптимальный эффект для состояния S_i вычисляются в общем случае как максимальное значение

$$W_i(S_i) = \text{extr}_{u_i} \{ \omega_i(S_i, u_i) + W_{i+1}(S') \} = \text{extr}_{u_i} \{ \omega_i(S_i, u_i) + W_{i+1}(\varphi(S_i, u_i)) \} \quad (32)$$

Так определяется главное уравнение динамического программирования.

При условной оптимизации, вычисленной из состояния S_0 в качестве S_i рассматривается состояние в конце i-го шага. В этом случае главное уравнение имеет вид

$$W(S_i) = \text{extr}_{u_i} \{ \omega_i(S_i, u_i) + W_{i-1}(S_{i-1}) \} = \text{extr}_{u_i} \{ \omega_i(S_i, u_i) + W_{i-1}(\varphi(S_i, u_i)) \}. \quad (33)$$

1.3 Примеры использования динамического программирования

Пример 1. Надо выбрать наилучший вариант размещения капитала 5 000 рублей в банки для получения максимального дохода. Прибыль на вклады в размере K для трёх банков, где все средства даны в тысячах рублей.

Таблица 7

К	Б1	Б2	Б3
1,0	0,25	0,3	0,2
2,0	0,45	0,5	0,5
3,0	0,65	0,6	0,65
4,0	0,8	0,75	0,75

Решать начинаем с разделения операции на шаги. В качестве шага принимается вложение в определённый банк, то есть операция искусственно разбивается на 3 этапа.

Состояние оценивается общим объемом вложенных денег K_i на каждом этапе. Управление — это объем вложений на определённом этапе k_i . Эффект на шаге — это доход с инвестиции d_i от вложения в конкретный банк.

В таком случае главное уравнение динамического программирования для задачи будет выглядеть как

$$D_i(K_i) = \max_{k_i} \{d_i(k_i) + D_{i-1}(K_{i-1})\}. \quad (34)$$

При этом доход на каждом этапе зависит только от объёма инвестиций в рассматриваемый банк $d_i(k_i)$. Состояние K_{i-1} зададимся условием $K_{i-1} = K_i - k_i$.

Процесс условной оптимизации начнем с начального состояния. На этапах 1 и 2 показаны лишь условно-оптимальные управления для каждого

состояния, а на этапе 3 все возможные управления, приводящие в конечное состояние.

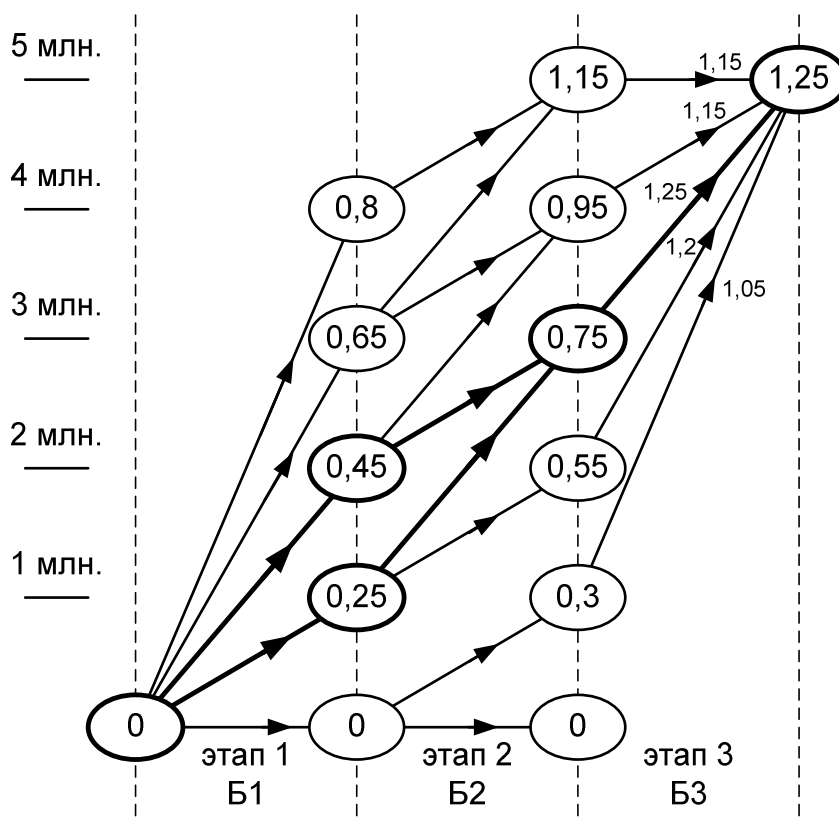


Рисунок 6 - Диаграмма процесса условной оптимизации

Обратным ходом получено два равносильных варианта размещения капитала с доходом в 1250 рублей.

Первый вариант: 2000 рублей размещают в первый банк, 1000 рублей во второй и 2000 рублей – в третий.

Второй вариант: 2000 рублей размещают в первый банк, 2000 рублей во второй, 1000 рублей – в третий.

Пример 2. Имеется 3 места, где могут сооружаться КЭС с различным количеством блоков по 100 МВт. Капитальные затраты отобразим в относительных единицах на вводимую мощность для каждой электростанции.

Таблица 8 - Капитальные затраты

КЭС	100 МВт	200 МВт	300 МВт
ЭС-1	10	20	28
ЭС-2	9	19	29
ЭС-3	11	21	27

Необходимо определить установленную мощность электростанций по минимуму затрат.

В качестве этапов будем рассматривать ввод определённых электростанций: на первом – ЭС-1, на втором – ЭС-2, на третьем – ЭС-3.

Состояние системы следует определять по установленной мощности всех КЭС в конце каждого этапа S_i . Исходное состояние – $S_0 = 0$, конечное состояние – $S_k = 400$. Шаг для изменения состояния принят равным мощности блока, то есть $\Delta S = 100$. Управление на каждом этапе – это объем P_i вводимой мощности на соответствующей электростанции. Будем рассматривать эти управления P_i , которые могут принимать значения 0, 100, 200 или 300 МВт.

В качестве эффективности на шаге возьмём капитальные вложения k_i в i -ю электростанцию. Эффективность операции K_i определяется общими капитальными инвестициями на всех этапах.

Основное уравнение динамического программирования для рассматриваемой операции запишем как

$$K_i(S_i) = \min_{P_i} \{k_i(P_i) + K_{i-1}(S_{i-1})\}. \quad (35)$$

Функциональные зависимости, определяющие состояние и управление, $S_i = S_{i-1} + P_i$.

Обратным ходом определена оптимальная траектория развития операции.

По оптимальной схеме на КЭС-2 вводится 100 МВт и на КЭС-3 вводится 300 МВт, с общими капитальными инвестициями $K = 36$ о.е.

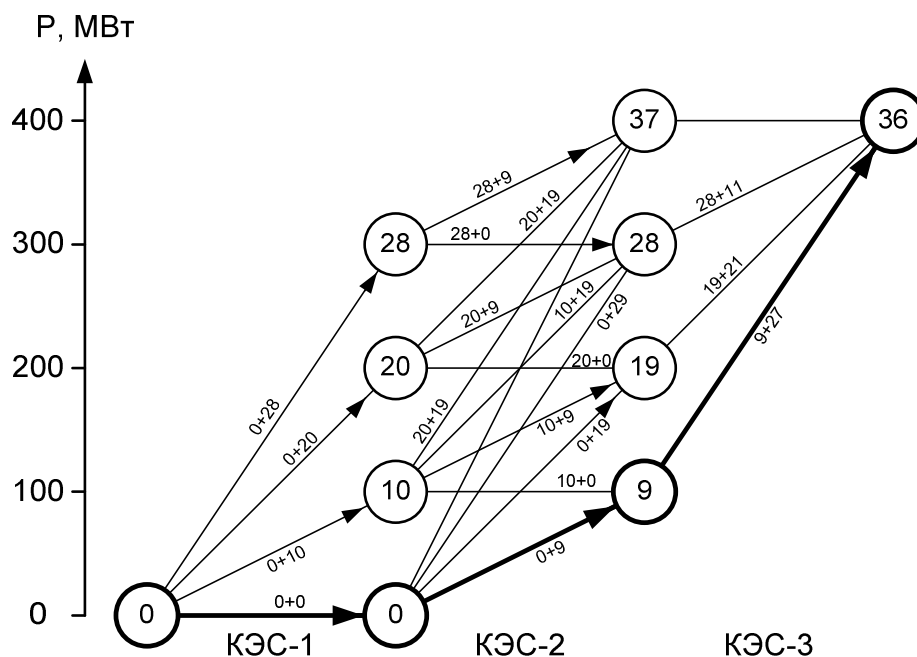


Рисунок 7 - Диаграмма процесса условной оптимизации, проводимой от начала

1.4 Методика решения задач

Рассмотренные примеры дают представление об общей идее динамического программирования. В основном речь идет о пошаговой оптимизации, в которой определяются условно оптимальные эффективности и средства управления для каждого состояния, и обратном движении, которое определяет оптимальный ход процесса.

И ещё один вывод – для метода не существует единой вычислительной процедуры. В каждой задаче используются разные функциональные зависимости, связывающие состояние, управление и эффективность. В рассмотренных примерах это были таблицы, простые формулы и громоздкие алгоритмы.

Вынесем общие вопросы, связанные с постановкой и решением оптимизационных задач методом динамического программирования.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

1. Как разбить операцию на этапы? Этапы могут определяться естественным путём, когда процесс развивается во времени. В качестве этапа могут рассматриваться отдельные объекты, по которым принимаются решения (банки, электростанции и т.д.). Принципиальным является вопрос о выборе числа шагов, на которые разбивается расчётный временной период. При увеличении его растёт объем вычислений, при уменьшении – теряется точность. При выборе необходим разумный подход, определяемый требованиями практики.
2. Выбор параметров, определяющих состояние системы S_i на каждом шаге. В рассмотренных примерах состояние определялось всего лишь одним параметром: капиталом K , мощностью P или отметкой ГВБ. В общем случае число параметров может быть значительно бóльшим, что вызывает многократное увеличение объёма вычислений. Поэтому говорят, что над динамическим программированием давит «проклятие размерности». На объём вычислений влияет и шаг изменения параметра, характеризующего состояние, который определяется принятым управлением.
3. Выбор параметров, через которые можно управлять процессом. Их может быть несколько, объединённых в вектор управления U . Для каждого параметра u_i необходимо определить величину шага и диапазон изменения.
4. Определение функциональной зависимости для расчёта эффекта на шаге ω_i для различных состояний S_i и управлений u_i

$$\omega_i = f(S_i, u_i).$$

5. Определение функциональной зависимости для состояния S' в конце шага

$$S' = \varphi(S_i, u_i).$$

6. Запись основного уравнения динамического программирования, которое определяет условный оптимальный эффект $W_i(S_i)$ через ранее найденные $W_{i+1}(S')$ или $W_{i-1}(S')$ в зависимости от направления условной оптимизации.
7. Проведение условной оптимизации первого или последнего шага и определение условной эффективности для каждого рассматриваемого состояния.
8. Проведение условной оптимизации для всех последующих шагов. При этом для каждого состояния в начале шага, если процесс идёт с конца, или в конце шага, если процесс идёт с начала, рассматриваются все возможные управления, и по основному уравнению определяется условное оптимальное управление. Здесь реализуется «принцип оптимальности»: для любого состояния системы перед очередным шагом управление на шаге выбирается так, чтобы общий эффект на данном шаге в сумме с оптимальным эффектом на всех последующих шагах был максимальным. Это управление и соответствующая эффективность запоминаются для использования в процессе «обратного хода».
9. Проведение безусловной оптимизации обратным ходом, в результате которой определяется оптимальная траектория развития процесса.

2. Оптимизация работы ГЭС в системе

2.1 Постановка задачи

Упрощённо, в сети присутствует ГЭС, ТЭЦ и потребитель, на которого они работают.

					13.03.02.2019.122228 ВКР	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

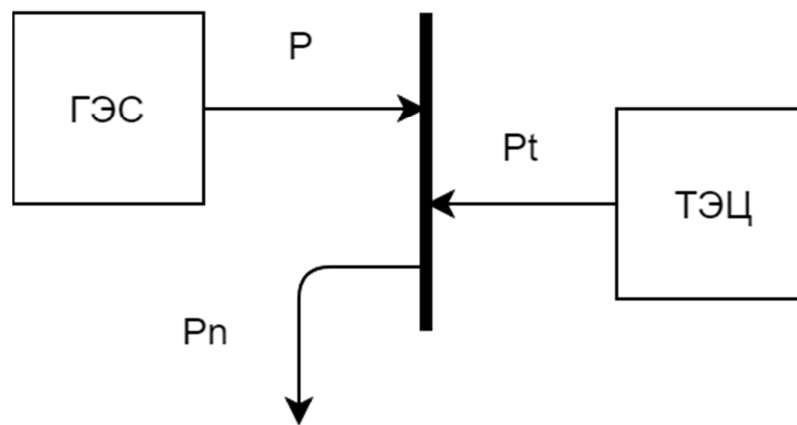


Рисунок 8 – Упрощённая схема сети

Потребитель имеет заранее известный почасовой график нагрузки, который необходимо покрывать силами ГЭС и ТЭЦ.

ТЭЦ при выработке электроэнергии сжигает некоторое количество условного топлива.

Для оптимизации экономических и экологических затрат часть нагрузки должна покрывать ГЭС.

Цель: найти максимально оптимальное регулирование для ГЭС.

2.2 Выделение подзадачи

Главным принципом динамического программирования является решение заданной цели путём вычисления подзадач.

В нашем случае, для данной задачи необходимо выделить только одну подзадачу и написать под неё алгоритм динамического программирования.

Для того, чтобы понять, что необходимо выделять необходимо понять принцип работы нашей схемы. В нашем случае: для каждого часа есть определённая нагрузка, которую надо покрыть, в то же время чрезмерное использование ТЭЦ заведомо не является оптимальным способом использования ресурсов сети. Для этого, на каждый час надо знать количество вырабатываемой мощности в ГЭС с учётом её состояния.

Режим ГЭС определяется многими факторами: особенностями водохранилища, напором, приточностью. Здесь и далее использованы следующие обозначения:

V – объем водохранилища в куб. метрах,

$X_{гвб}$ – отметка горизонта верхнего бьефа (ГВБ) в м,

$X_{гнб}$ – отметка горизонта нижнего бьефа (ГНБ) в м,

Q – средний за час расход воды в куб.м/с,

B – расход топлива в т/час,

P, P_t – мощность ГЭС и ТЭС в МВт.

Будем полагать, что известны характеристики водохранилища $V(X_{гвб})$, нижнего русла $X_{гнб}(Q)$, расхода топлива $B(P_t)$, прогнозируемые суточный график нагрузки $P_n(t)$ и приточности $Q_{пр}(t)$.

Расход воды зависит от мощности, напора и КПД $Q = 1.02 * P / (H * \text{КПД})$ куб.м/с.

Напор $H = X_{гвб} - X_{гнб}$ и мощность влияют на КПД, что определяется универсальной рабочей характеристикой гидроагрегатов, на которой задаются линии равных значений КПД в координатах мощность, напор.

В соответствии с алгоритмом динамического программирования определим:

1. В качестве параметра состояния системы выберем отметку горизонта верхнего бьефа и введем для него обозначение X . Изменение ГВБ позволяет однозначно определить все другие параметры режима рассматриваемой системы.

2. Управление U – изменение dX на шаге, определяющее мощность ГЭС.

3. Критерий $w(S, U)$ – расход топлива на ТЭС.

Разобьем цикл регулирования на 24 шага в соответствии с суточным графиком нагрузки $P_n(t)$. На каждом шаге будем рассматривать 5 возможных состояний. Состояние в конце шага $S'' = X + dX$.

Способ вычисления критерия $w_i(X, dX)$ на шаге определяется следующим алгоритмом:

1) Расчет изменения объема водохранилища на шаге

$$dV = V(X) - V(X + dX), \text{ куб.м.}$$

2) Определение расхода воды $dQ = dV/dt + Q_{пр}$.

3) Определение $X_{гнб}$ по характеристике русла ниже ГЭС.

4) Средний напор на шаге $H = X + 0.5 * dX - X_{гнб}$.

5) Определение мощности ГЭС $P_{гэс} = Q * H * КПД * 10/1.02$, где $КПД = f(P_{гэс}, H)$.

6) Определение нагрузки ТЭС $P_t = P_n - P_{гэс}$.

7) Определение расхода топлива $B = B(P_t)$.

2.3 Описание алгоритма оптимизации

Дальнейшие вычисления выполняются в соответствии с упрощенной блок-схемой процесса условной оптимизации от S_0 к S_k .

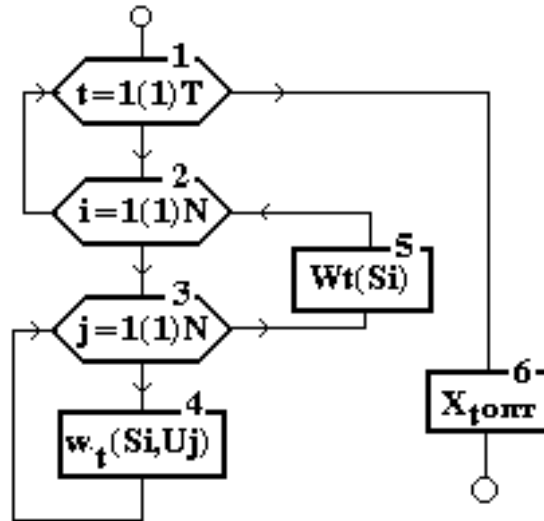


Рисунок 9 – упрощённый алгоритм вычисления

Организуется цикл по шагам процесса (блок 1). Затем формируется цикл по состояниям в конце рассматриваемого шага (блок 2), внутри которого работает цикл по возможным управлениям (блок 3).

В блоке 4 определяется эффект на шаге $w_i(S, U_i)$. В блоке 5 определяется условно-оптимальная эффективность.

$$W_i(S) = \text{extr}\{w_i(S, U_i) + W_{i+1}(f(S, U_i))\}$$

и условно-оптимальное управление.

При $t=1$ принимается $S_1 = S_0$ и $W_0 = 0$, при $t = T$ принимаем $S_T = S_k$.

В блоке 6 обратным ходом находится оптимальная траектория изменения ГВБ.

Динамическое программирование, используя поэтапную оптимизацию, позволяет решать широкий круг задач, к которым неприменимы другие методы.

Недостатком метода является большой объем вычислений при решении многомерных задач. Например, для рассматриваемой задачи при выборе только одного параметра $X(t)$ для ГЭС число вычислений условного эффекта $w_i(S, U_i)$ при $N = 5$ и $T = 4$ составляет $M = 2 * N + N * N * (T - 2) = 60$.

Повышение точности решения при разумном числе N может быть достигнуто путем решения в несколько проходов с уменьшением шага h между рассматриваемыми состояниями.

2.3 Общие сведения о языке программирования

Реализация метода динамического программирования крайне удобно писать на объектно-ориентированных языках в виду его главных принципов:

- абстрагирование для выделения в моделируемом предмете важного для решения конкретной задачи по предмету, в конечном счёте — контекстное понимание предмета, формализуемое в виде класса;
- инкапсуляция для быстрой и безопасной организации собственно иерархической управляемости: чтобы было достаточно простой команды «что делать», без одновременного уточнения как именно делать, так как это уже другой уровень управления;
- полиморфизм для определения точки, в которой единое управление лучше распараллелить или наоборот — собрать воедино.

Для дальнейшей работы стоит ввести основные понятия и общие сведения о работе данной методологии.

Класс — комплексный тип данных, состоящий из определённого набора «полей» (переменных более элементарных типов) и «методов» (функций для работы с этими полями).

В частности, в классах широко используются специальные блоки из одного или чаще двух спаренных методов, отвечающих за элементарные операции с определённым полем, которые имитируют непосредственный доступ к полю. Эти блоки называются «свойствами» и почти совпадают по

конкретному имени со своим полем (например, имя поля может начинаться со строчной, а имя свойства — с заглавной буквы).

Другим проявлением интерфейсной природы класса является то, что при копировании соответствующей переменной копируется только ссылка на эти данные, но не сами данные, то есть класс — это ссылочный тип данных.

Переменная-объект, относящаяся к заданному классом типу, называется экземпляром этого класса.

Обычно классы разрабатывают таким образом, чтобы обеспечить решаемой задаче целостность данных объекта, а также удобный и простой способ использования.

Объект – это сущность, появляющаяся при создании экземпляра класса (например, после запуска результатов компиляции и связывания исходного кода на выполнение).

Транспайлер — тип компилятора, который использует исходный код, написанный на одном языке программирования, в качестве исходных данных и производит эквивалентный исходный код на другом языке программирования.

Транспайлер переводит между языками программирования, которые работают примерно на одном и том же уровне абстракции, в то время как традиционный компилятор переводит с более высокого уровня языка программирования на язык более низкого уровня.

Для написание данного алгоритма был выбран популярный язык программирования JavaScript.

Он был выбран из-за его возможностей, а в связке с такими утилитами как Webpack, Babel, Typescript и NodeJs ещё и модульность, что позволяет писать легко понимаемый и тестируемый код с долгим сроком поддержки.

Это означает, что код, написанный правильным образом на JavaScript можно будет не будет устаревать так быстро как код написанный на низкоуровневых языках программирования, таких как, например, С.

Данный язык является интерпретируемым и мультиплатформенным, что даёт возможность запускать данный код на любых устройствах, а также присутствует экспериментальная возможность транспайлинга данного кода в С.

В моём случае я использовал TypeScript как транспайлер, который делает язык строго типизированным и предотвращает базовые «плавающие» ошибки. Скомпилированный код в конце собирается в один файл для удобства использования.

2.4 Создание класса для расчёта подпрограммы

Создадим класс подпрограммы с именем Node и реализуем в нём все пункты её расчёта.

```
export default class Node {
  public stack: Array<Node>
  public x1: number
  public qv: number
  public q: number
  public dh: number
  public Pg: number
  public Pc: number
  public B: number
  public Bsum: number

  constructor(
    public step: Step,
    public x2: number,
    public userData: UserData,
    public parent?: Node,
  ) {
    this.stack = [...(this.parent ? this.parent.stack : []), this]

    this.x1 = this.parent ? this.parent.x2 : userData.baseWaterPosition
    this.qv = this.calcWaterVolumeDiff(this.x1, this.x2)
    this.q = Math.max(0, this.step.Qpr + this.qv)
    this.dh = this.q / 250
    this.Pg = Math.min(1200, this.q * ((this.x1 + this.x2) / 2 - this.dh) * 8)
    this.Pc = this.step.Pn - this.Pg
    this.B = this.calcFuelByPower(this.Pc)
    this.Bsum = this.parent ? this.parent.Bsum + this.B : this.B
  }
}
```

					13.03.02.2019.122228 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

```

private calcFuelByPower(P: number) {
    return 20 + 0.5 * P + 10 ** -4 * P ** 2
}

private calcWaterVolumeDiff(X1: number, X2: number) {
    return (this.calcWaterVolume(X1) - this.calcWaterVolume(X2)) * 278
}

private calcWaterVolume(X: number) {
    return 0.2 * X + 0.012 * X ** 2
}
}

```

Из данного кода мы видим, что данный класс при создании получает значения и рассчитывает все необходимые параметры в том числе и количество топлива.

2.5 Создание класса для хранения значений в каждом часе

Для удобного хранения и использования данных о шаге нам следует выделить, также, и под него отдельный класс.

```

export default class Step {
    constructor(public hour: number, public Qpr: number, public Pn: number, public range: number[]) {
    }
}

export type StepContent = { hour?: number, Qpr: number, Pn: number }

```

Как можно заметить: данный класс только хранит данные о шаге и никак их не модифицирует.

Стоит уточнить, что данный класс хранит ещё и диапазон регулирования. Это необходимо для уточнения расчётов при следующих оптимизациях.

2.6 Создание класса имплементации алгоритма динамического программирования

Давайте реализуем главный механизм динамического программирования и выделим его в отдельный класс, назвав его `Optimizer`.


```

export default class Optimizer {
  number: number
  tree: Array<Array<Node>>
  last: Array<Node>
  bestRow: Array<Node>
  best: Node
  stack: Array<Optimizer>

  constructor(
    public userData: UserData,
    public parent?: Optimizer,
  ) {
    this.number = this.parent ? this.parent.number + 1 : 0
    this.tree = this.computeOptimization()
    this.last = this.tree[this.tree.length - 1]
    this.best = this.computeBest()
    this.bestRow = this.best.stack
    this.stack = [...(this.parent ? this.parent.stack : []), this]
  }

  private computeOptimization() {
    let last: Array<Node>
    return this.userData.steps.map(step => last = this.computeStep(step, last))
  }

  private computeStep(step: Step, last?: Array<Node>) {
    let range = step.range

    if (step === this.userData.steps[this.userData.steps.length - 1])
      range = [this.userData.baseWaterPosition]

    return range.map(x2 => {
      if (!last) return new Node(step, x2, this.userData)
      const nodes = last.map(parent =>
        new Node(step, x2, this.userData, parent))
      return nodes.reduce((min, n) => min.Bsum <= n.Bsum ? min : n)
    })
  }

  private computeBest() {
    return this.last.reduce((min, n) => min.Bsum <= n.Bsum ? min : n)
  }

  public shouldNextOptimizer() {
    if (this.parent) {
      if (
        round(this.best.Bsum, optimized_min_base) ===
        round(this.parent.best.Bsum, optimized_min_base)
      ) return false
    }
    return true
  }

  public nextOptimizer() {
    const steps = this.createOptimizedSteps()
    const userData = new UserData(this.userData.baseWaterPosition, steps)
    return new Optimizer(userData, this)
  }

  public* optimizerIterator() {

```

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.122228 BKP

Лист

57

```

let optimizer: Optimizer = this
while (optimizer.shouldNextOptimizer()) {
  yield optimizer
  optimizer = optimizer.nextOptimizer()
}

private createOptimizedSteps() {
  return this.userData.steps.map((oldStep, i) => {
    const bestNode = this.bestRow[i]
    const delta = oldStep.range[1] - oldStep.range[0]
    const range = makeAdjustmentRange(bestNode.x2 - delta, bestNode.x2 + del-
ta)
    return new Step(oldStep.hour, oldStep.Qpr, oldStep.Pn, range)
  })
}

```

Как можно увидеть из кода: данный класс при создании получает введённые пользователем данные и рассчитывает одну оптимизацию.

При необходимости сделать более точный расчёт мы можем вызвать метод `nextOptimizer()`. Данный метод автоматически подберёт диапазон регулирования для каждого часа и создаст экземпляр с более оптимальными передаваемыми данными.

2.7 Написание визуальной составляющей

Для обеспечения удобных расчётов пользователем необходимо создать визуальную оболочку, с которой бы он мог бы взаимодействовать.

Для реализации достаточно сложного динамического интерфейса было принято решения взять фреймворк Vue.

Он обеспечивает разделять код визуальной составляющей на несколько мелких компонентов, которые можно пере использовать. А реактивный подход к хранению данных позволяет незамедлительно давать отклик на все действия пользователя.

Пример формы заполнения данных.

										Лист
										58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.122228 ВКР					

Начальные значения Скрыть

Начальная и конечная высота порога верхнего бьефа:

Диапазон регулирования от до
12.9, 12.95, 13, 13.05, 13.1

Графики приточности и нагрузки

Час:

Рп:

Qпр:

Рисунок 10 – форма ввода данных

Уже начав заполнять данные о приточности и значение нагрузки в конкретные часы мы можем получить результат по тем данным, которые мы успели ввести.

Любое изменение в параметрах вызовет перечёт ответов.

Результат решения задачи в данном интерфейсе показан по большей части графиками для удобства восприятия данных.

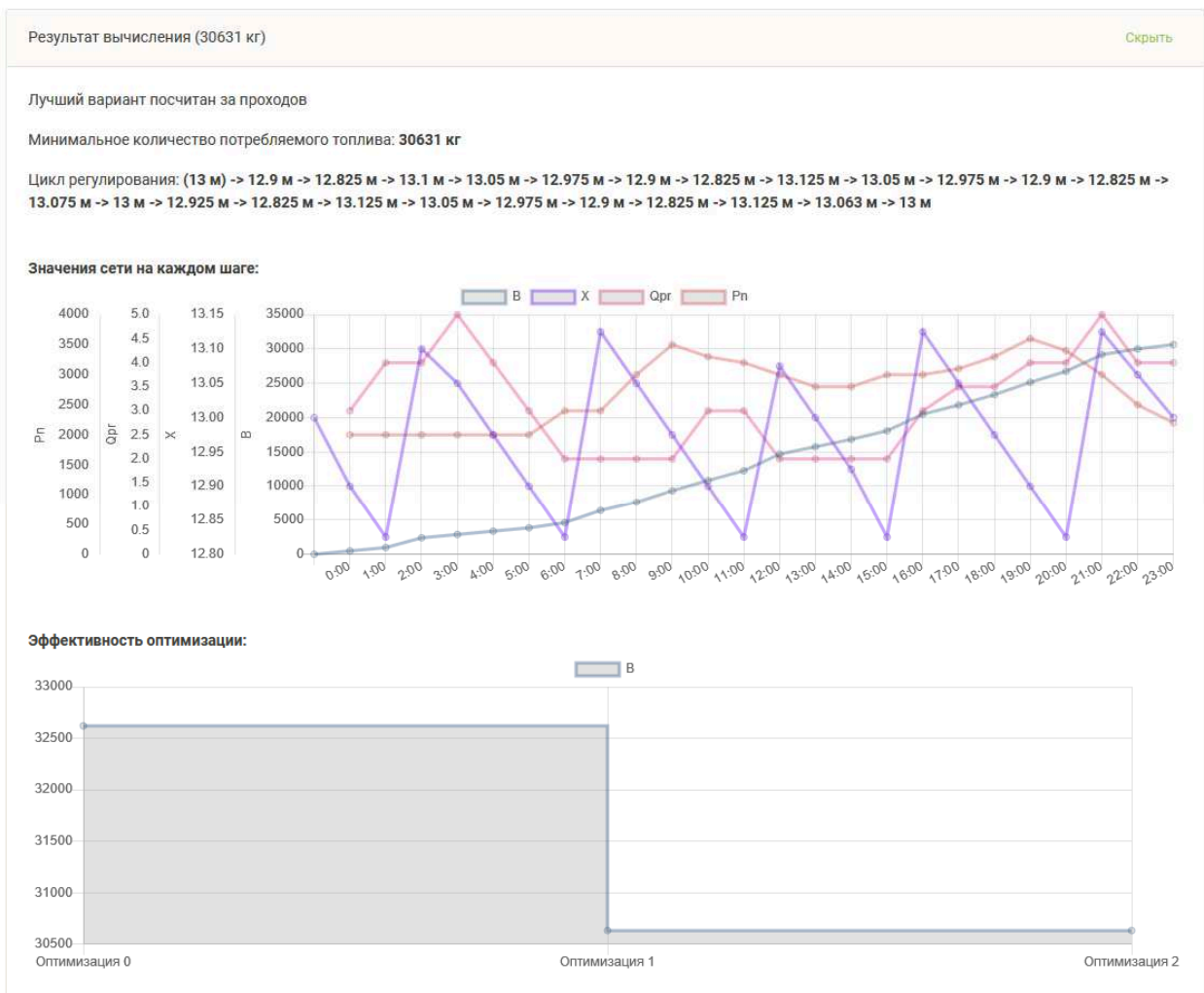


Рисунок 11 – результат решения

Здесь мы можем видеть оптимальный цикл регулирования, количество потребляемого топлива на 24 часа, графики для анализа и график, показывающий эффективность работы алгоритма.

Ниже располагается детализация решения с блочной схемой реализации динамического программирования.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

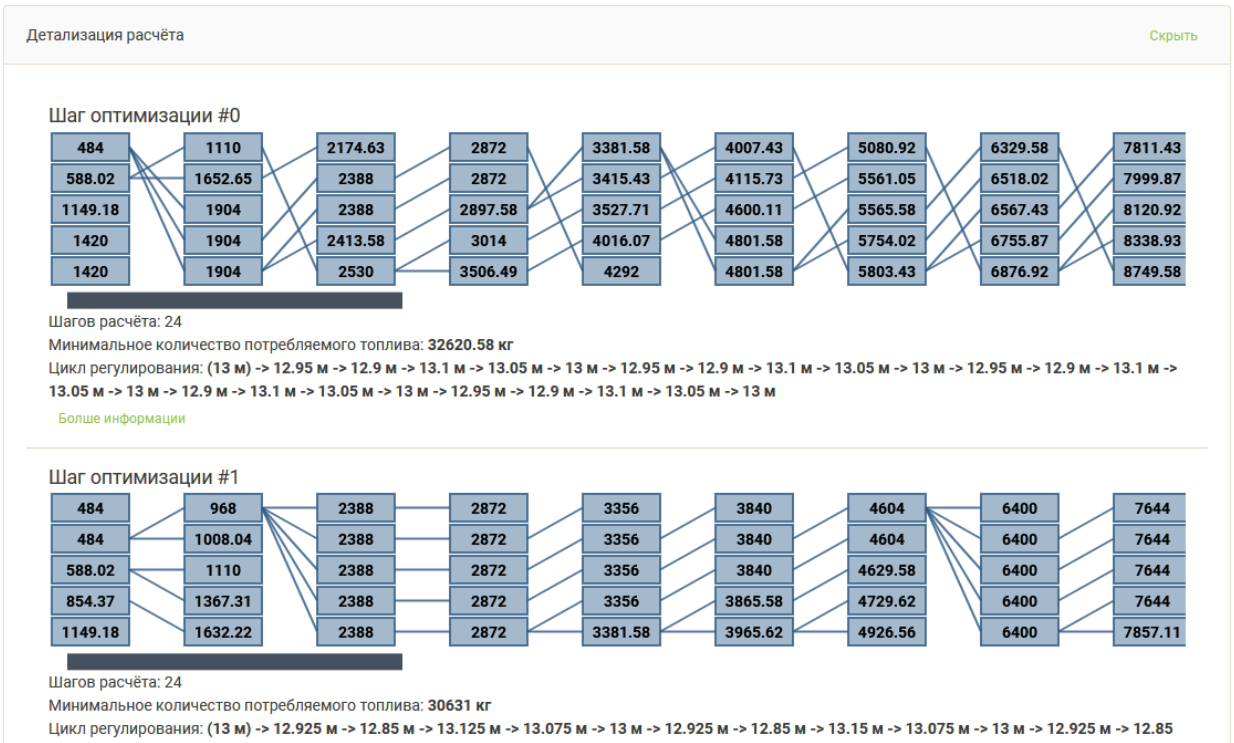


Рисунок 12 – детализация расчётов

Здесь мы можем посмотреть все расчёты на каждом шаге оптимизации, а нажав на «Больше информации» мы можем увидеть почасовой расчёт и оптимальные диапазоны расчёта алгоритма.

Шаг оптимизации #0

484	1110	2174.63	2872	3381.58	4007.43	5080.92	6329.58	7811.43
588.02	1652.65	2388	2872	3415.43	4115.73	5561.05	6518.02	7999.87
1149.18	1904	2388	2897.58	3527.71	4600.11	5565.58	6567.43	8120.92
1420	1904	2413.58	3014	4016.07	4801.58	5754.02	6755.87	8338.93
1420	1904	2530	3506.49	4292	4801.58	5803.43	6876.92	8749.58

Шагов расчёта: 24

Минимальное количество потребляемого топлива: 32620.58 кг

Цикл регулирования: (13 м) -> 12.95 м -> 12.9 м -> 13.1 м -> 13.05 м -> 13 м -> 12.95 м -> 12.9 м -> 13.1 м -> 13.05 м -> 13 м -> 12.95 м -> 12.9 м -> 13.1 м -> 13.05 м -> 13 м -> 12.95 м -> 12.9 м -> 13.1 м -> 13.05 м -> 13 м

[Скрыть](#)

Час 0:00

Регион расчётов: [12.9, 12.95, 13, 13.05, 13.1]

Расчёт #0: x1 = 13 м; x2 = 12.9 м; B = 484 кг

Расчёт #1: x1 = 13 м; x2 = 12.95 м; B = 588.02 кг

Расчёт #2: x1 = 13 м; x2 = 13 м; B = 1149.18 кг

Расчёт #3: x1 = 13 м; x2 = 13.05 м; B = 1420 кг

Расчёт #4: x1 = 13 м; x2 = 13.1 м; B = 1420 кг

Час 1:00

Регион расчётов: [12.9, 12.95, 13, 13.05, 13.1]

Расчёт #0: x1 = 12.95 м; x2 = 12.9 м; B = 521.98 кг

Расчёт #1: x1 = 12.95 м; x2 = 12.95 м; B = 1064.63 кг

Расчёт #2: x1 = 12.9 м; x2 = 13 м; B = 1420 кг

Расчёт #3: x1 = 12.9 м; x2 = 13.05 м; B = 1420 кг

Расчёт #4: x1 = 12.9 м; x2 = 13.1 м; B = 1420 кг

Час 2:00

Регион расчётов: [12.9, 12.95, 13, 13.05, 13.1]

Расчёт #0: x1 = 12.95 м; x2 = 12.9 м; B = 521.98 кг

Расчёт #1: x1 = 13.05 м; x2 = 12.95 м; B = 484 кг

Расчёт #2: x1 = 13.1 м; x2 = 13 м; B = 484 кг

Расчёт #3: x1 = 13.1 м; x2 = 13.05 м; B = 509.58 кг

Расчёт #4: x1 = 12.9 м; x2 = 13.1 м; B = 1420 кг

Час 3:00

Регион расчётов: [12.9, 12.95, 13, 13.05, 13.1]

Рисунок 13 – детализация расчёта шага оптимизации

2.8 Отладка и настройка кода

Никакой программный продукт на стадии разработки не обходится без разного рода ошибок. Начиная от банальных ошибок из-за опечаток или ошибок в математике, логике, до интеграционных ошибок, связанных с разрастанием кода в процессе его написания.

Данный аспект был мной учтён и его решением стали авто тесты.

Авто тесты представляют из себя набор функций, которые проверяют рабочие блоки кода на их корректное поведение, то есть берётся определённый модуль и ему передаются исходные параметры, а после получается результат и сравнивается с заведомо известным. В моём коде каждый вышеописанный класс подвергся авто тестам и успешно их прошёл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом данной работы стал проект сети, а также, план оптимального регулирования ГЭС.

В ходе работы была рассчитана и модернизирована в связи с недостатком определённых параметров, сеть. Подобраны новые трансформаторы и заменены перегруженные. Рассчитаны карты режимов.

А также был написан алгоритм для минимально возможного расхода топлива в ТЭЦ, путём регулирования параметров ГЭС. Алгоритм был математически проверен, а для ключевых элементов в коде были написаны юнит тесты.

					13.03.02.2019.122228 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Проектирование электрических станций и подстанций: методический указания к курсовому проекту / сост. Р.В. Гайсаров, А.В. Коржов, Л.А. Лежнева, И.Т. Лисовская. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2005. – 45 с.
2. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: учебное пособие к курсовому проекту и дипломному проектированию / сост. Р.В. Гайсаров, И.Т. Лисовская. – Челябинск: издательство ЮУрГУ, 2002. 59 с.
3. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбифович, И.М. Шапиго.
4. Гайсаров, Р. В. Выбор электрической аппаратуры токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. / Р. В. Гайсаров, И. Т. Лисовская.
5. Правила устройства электроустановок
6. СТО ЮУрГУ Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению.
7. Гайсаров, Р. В. Проектирование электрических станций и подстанций: Методические указания к курсовому проекту.
8. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин.
9. Федеральная сетевая компания. - www.fsk-ees.ru
- 10.Официальный сайт программной платформы NodeJS. - nodejs.org
- 11.Мультипарадигмальный язык программирования TypeScript. - typescriptlang.org
- 12.Документация тестировачного фреймворка Karma. - karma-runner.github.io