Федеральное агентство образования

Политехнический университет

Электротехнический институт

Электроснабжение промышленных предприятий

Кафедра ЭСПП

**Технико-экономическое обоснование выбора**

**компенсирующих устройств и напряжения питающей линии ГПП**

**вагоноремонтного завода**

**Курсовой проект**

по дисциплине “Специальные вопросы ЭСПП”

Выполнил: студент гр

Проверил: профессор

# Содержание

I. Технико-экономическое обоснование выбора напряжения

питающей линии ГПП вагоноремонтного завода

1. Расчет по суточному графику электрических нагрузок

вагоноремонтного завода средней и максимальной нагрузок

2. Построение годового графика по продолжительности и

определение времени использования максимума нагрузки

3. Выбор трансформаторов на ГПП

4. Определение экономически целесообразного режима работы трансформаторов

5. Распределение нагрузки между параллельно работающими трансформаторами

6. Годовые потери мощности и электроэнергии в трансформаторах

7. Технико-экономическое обоснование выбора напряжения питающей линии ГПП

7.1 Выбор и обоснование схемы внешнего электроснабжения

7.2 Выбор сечения проводников для двух классов напряжений

7.3 Технико-экономические сравнения рассматриваемых вариантов ВЛЭП

8. Технико-экономические расчеты по выбору варианта ГПП

8.1 Капитальные затраты на трансформаторы и стоимость потерь

электроэнергии в них

8.2 Полные затраты по вариантам

9. Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения

II. Технико-экономическое обоснование выбора компенсирующих

устройств в системе электроснабжения вагоноремонтного завода

1. Выбор схемы электроснабжения предприятия для определения

реактивной мощности, подлежащей компенсации

2. Составление баланса реактивной мощности и выбор двух

вариантов ее компенсации

3. Технико-экономическое сравнение вариантов

4. Распределение мощности батарей конденсаторов по узлам

нагрузки кузнечного цеха

Заключение

Литература

**I. Технико-экономическое обоснование выбора напряжения питающей линии ГПП вагоноремонтного завода**

***1. Расчет по суточному графику электрических нагрузок вагоноремонтного завода средней и максимальной нагрузок***

Выбираем характерный суточный график электрических нагрузок согласно отрасли близкой для нашего предприятия. Принимаем суточный график химического комбината.

Мощность каждой ступени:



где: и - расчетные активная и реактивная мощности предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП.



Таким образом, для характерного суточного графика, представленного на рис.1 получим:



Аналогично для других ступеней. Результаты расчетов активных и реактивных мощностей ступеней приведены в таблице 1.

Таблица 1

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Ступень | часы | Pст. | часы | Qст. |
| 1 | 0-1 | 6723,8 | 0-1 | 5473,6 |
| 2 | 1-3 | 6174,9 | 1-3 | 5473,6 |
| 3 | 3-4 | 6174,9 | 3-4 | 5706,5 |
| 4 | 4-4,5 | 6655,2 | 4-4,5 | 5706,5 |
| 5 | 4,5-8 | 6723,8 | 4,5-8 | 5706,5 |
| 6 | 8-10 | 6861 | 8-10 | 5823 |
| 7 | 10-11 | 6655,2 | 10-11 | 5590 |
| 8 | 11-14 | 6312,1 | 11-14 | 5590 |
| 9 | 14-14,5 | 6586,6 | 14-14,5 | 5590 |
| 10 | 14,5-15 | 6586,6 | 14,5-15 | 5823 |
| 11 | 15-17 | 6861 | 15-17 | 5823 |
| 12 | 17-19 | 6312,1 | 17-19 | 5590 |
| 13 | 19-21 | 6174,9 | 19-21 | 5357 |
| 14 | 21-24 | 6312,1 | 21-24 | 5590 |

Таким образом, получаем суточный график:

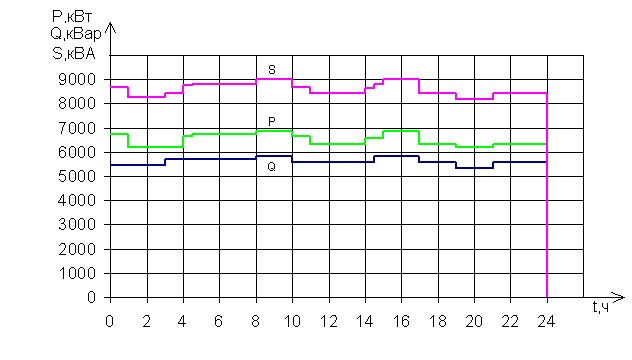


Рис.1 Характерный суточный график электрических нагрузок

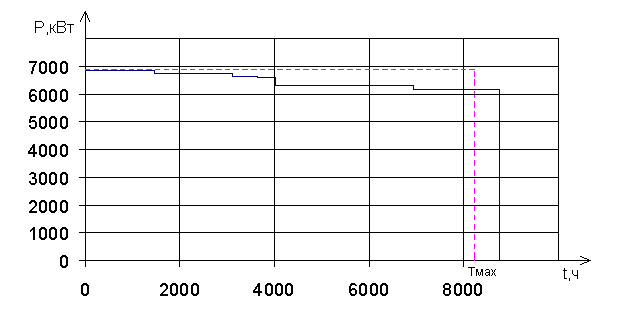


Рис. 2 Годовой график нагрузки по продолжительности использования активной мощности

## 2. Построение годового графика по продолжительности и определение времени использования максимума нагрузки

На основании суточного графика построим годовой график по продолжительности (рис. 2).

Потребляемая активная и реактивная суточная энергия:



Средняя полная мощность предприятия за сутки:



Из годового графика нагрузки по продолжительности определяем :



## 3. Выбор трансформаторов на ГПП

Учитывая наличие потребителей I и II категории, устанавливаем на ГПП два трансформатора.

Из суточного графика нагрузок завода определяем:



Определяем коэффициент заполнения графика нагрузки:



По и с помощью номограммы [1] определяем коэффициент кратности допустимой перегрузки:



Определяем номинальную мощность трансформатора:



Намечаем для дальнейшего рассмотрения трансформаторы двух номинальных мощностей:

и



При этом коэффициент загрузки трансформатора:



Определяем допустимую систематическую перегрузку трансформаторов в соответствии с суточным графиком:



За счет неравномерности годового графика нагрузки (недогрузка в весенне-летний период) может быть допущена дополнительная перегрузка, но не более 15%:



Определяем суммарную допустимую перегрузку трансформаторов в нормальном режиме при максимальной нагрузке завода:



Проверяем возможность работы трансформатора в послеаварийном режиме при перегрузке 40% и обеспечении потребителей I и II категории:



,



где - доля потребителей I и II категории.



## 4. Определение экономически целесообразного режима работы трансформаторов

Если на подстанции установлены трансформаторы, имеющие разные характеристики или различные мощности, то для выбора экономичного режима их работы пользуются кривыми приведенных потерь, которые учитывают потери мощности в цепи трансформатора с учетом потребления трансформаторами реактивной мощности. Потребление реактивной мощности трансформаторами увеличивает потоки мощности в звеньях системы и вызывает в них повышение потерь активной мощности.

Это повышение потерь учитывается с помощью экономического эквивалента реактивной мощности.

В дальнейших расчетах будем рассматривать два варианта значений напряжения питающей линии ГПП химического комбината: 35 кВ и 110 кВ.

Для UНОМ=35 кВ КЭК= 0,12

UНОМ=110 кВ КЭК= 0,1

***Вариант 1:***



* ТМН - 4000/35



Приведенные потери:

, где



(при ) - экономический эквивалент реактивной мощности



, где



, где



Суммарные приведенные потери для первого трансформатора:



Суммарные приведенные потери для второго трансформатора:



Суммарные приведенные потери для двух трансформаторов:



Кривые приведенных потерь для одного работающего трансформатора и для двух трансформаторов строятся на основе полученных уравнений.

Для построения кривых приведенных потерь составим таблицу изменения :



Таблица 2

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | ,кВт | ,кВт | ,кВт |
| 0 | 11,5 | 11,5 | 23 |
| 1000 | 15,84 | 16,07 | 25,23 |
| 2000 | 28,88 | 29,78 | 31,91 |
| 3000 | 50,59 | 52,62 | 43,05 |
| 4000 | 81 | 84,6 | 58,65 |
| 5000 | 120,09 | 125,72 | 78,7 |
| 6000 | 167,88 | 175,98 | 103,21 |
| 7000 | 224,34 | 235,37 | 132,18 |
| 8000 | 289,5 | 303,9 | 165,6 |
| 8998,9 | 363,26 | 381,48 | 203,43 |
| 10000 | 445,87 | 468,38 | 245,81 |

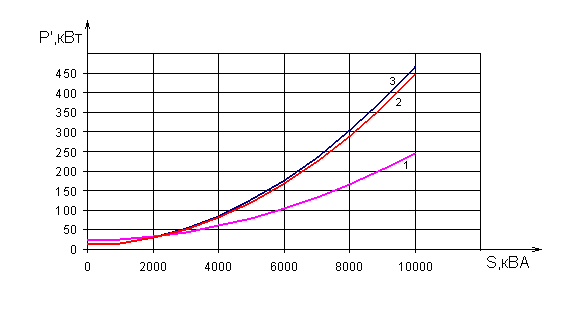


Рис. 3 Графики приведенных потерь для варианта 1 (;)



1 – работают два трансформатора; 2 – работает первый трансформатор; 3- работает второй трансформатор;

Определим аналитически мощность (), при которой целесообразно переходить от одного трансформатора к двум:



Погрешность между графическим и аналитическим способами составляет:



Для остальных вариантов расчет аналогичен, результаты расчетов сводим в таблицы.

***Вариант 2:***



* ТМН - 6300/35



Таблица 3

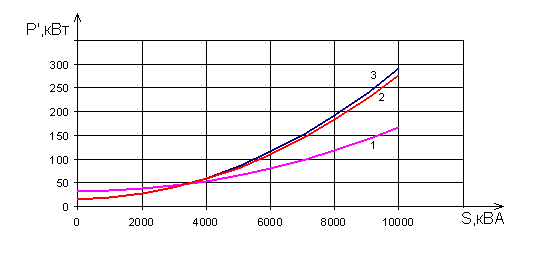
|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | ,кВт | ,кВт | ,кВт |
| 0 | 16 | 16 | 32 |
| 1000 | 18,6 | 18,74 | 33,34 |
| 2000 | 26,4 | 26,97 | 37,34 |
| 3000 | 39,4 | 40,69 | 44,02 |
| 4000 | 57,6 | 59,89 | 53,37 |
| 5000 | 81 | 84,58 | 65,4 |
| 6000 | 109,61 | 114,75 | 80,09 |
| 7000 | 143,41 | 150,41 | 97,45 |
| 8000 | 182,41 | 191,55 | 117,49 |
| 8998,9 | 226,56 | 238,13 | 140,17 |
| 10000 | 276,02 | 290,30 | 165,58 |



Погрешность между графическим и аналитическим способами составляет:



Рис. 4 Графики приведенных потерь для варианта 2 (;)



1 – работает два трансформатора; 2 – работает первый трансформатор; 3- работает второй трансформатор;

***Вариант 3:***



* ТМН - 4000/110



Таблица 4

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | ,кВт | ,кВт | ,кВт |
| 0 | 12,5 | 12,5 | 25 |
| 1000 | 17,19 | 17,44 | 27,41 |
| 2000 | 31,95 | 32,25 | 34,63 |
| 3000 | 54,69 | 56,94 | 46,66 |
| 4000 | 97,5 | 91,5 | 63,5 |
| 5000 | 129,65 | 135,94 | 85,16 |
| 6000 | 181,25 | 190,7 | 111,74 |
| 7000 | 242,19 | 255,05 | 143,06 |
| 8000 | 312,5 | 329,3 | 179,2 |
| 8998,9 | 392,1 | 413,35 | 220,11 |
| 10000 | 481,25 | 507,5 | 265,94 |

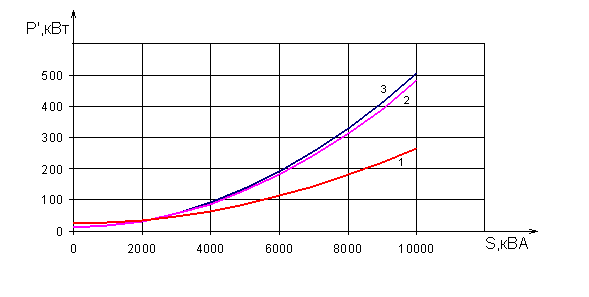


Рис. 5 Графики приведенных потерь для варианта 3 (;)



1 – работают два трансформатора; 2 – работает первый трансформатор; 3- работает второй трансформатор;

***Вариант 4:***



* ТМН - 6300/110



Таблица 5

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | ,кВт | ,кВт | ,кВт |
| 0 | 16,54 | 16,54 | 33,08 |
| 1000 | 19,32 | 19,48 | 34,51 |
| 2000 | 27,64 | 28,31 | 38,8 |
| 3000 | 41,52 | 43,02 | 45,94 |
| 4000 | 60,94 | 63,61 | 55,95 |
| 5000 | 85,92 | 90,09 | 68,81 |
| 6000 | 116,45 | 122,45 | 84,54 |
| 7000 | 152,53 | 160,7 | 103,12 |
| 8000 | 194,16 | 204,83 | 124,56 |
| 8998,9 | 241,28 | 254,79 | 148,83 |
| 10000 | 294,07 | 310,75 | 176,01 |

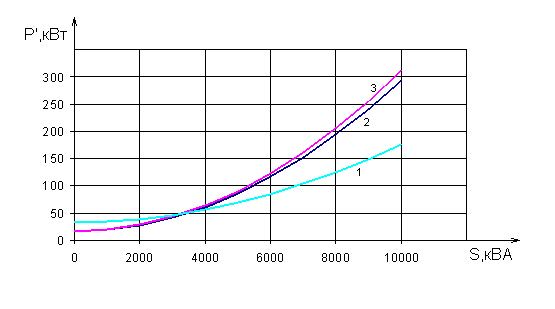


Рис. 6 Графики приведенных потерь для варианта 4 (;)



1 – работают два трансформатора; 2 – работает первый трансформатор; 3- работает второй трансформатор;

## 6. Годовые потери мощности и электроэнергии в трансформаторах

Потери мощности в трансформаторах складываются из потерь активной и реактивной мощностей.

Потери активной мощности складываются из потерь на нагрев обмоток трансформатора, зависящих от тока нагрузки, и из потерь на нагрев стали сердечника магнитопровода (перемагничивание и вихревые токи), не зависящих от нагрузки.

Потери мощности в трансформаторе могут быть определены по справочным данным следующим образом:



Потери электроэнергии:

, где



- число часов использования максимальных потерь



- время включения трансформатора



- коэффициент загрузки трансформатора



Рассмотрим два случая:

1) Когда работает один трансформатор. В этом случае: , где



- мощность i-ой ступени графика нагрузки



-паспортная мощность трансформатора



2) Когда работают оба трансформатора, но раздельно, то есть секционный выключатель разомкнут.

Коэффициент загрузки для раздельно работающих трансформаторов:

, учитываем то, что трансформаторы загружены равномерно



Так как минимальная мощность ступени суточного графика нагрузки равна 8174 кВА и больше мощности, при которой целесообразно переходить от одного трансформатора к двум () во всех рассмотренных выше четырёх случаях, то получается, что на ГПП всё время работают оба трансформатора.



***Вариант 1:***



* ТМН - 4000/35



Приведем пример расчета годовых потерь мощности и электроэнергии в трансформаторах для данного варианта:

Коэффициент загрузки для раздельно работающих трансформаторов:



Потери мощности для раздельно работающих трансформаторов:



Потери электроэнергии для раздельно работающих трансформаторов:



Для остальных вариантов расчет аналогичен. Расчеты сводим в таблицы.

Таблица 6

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ступени | Нагрузка  кВА | Кзагр.\*0,5 | Прод-ть одной ступени нагрузки  ч/год | Кзагр.  двух отдельно работающих тр-ов | Потери мощн. в тр-ах  кВт | Потери  эл.эн.  в тр-ах  кВт\*ч/год |
| 1 | 8174 | 1,02 | 730 | 1,02 | 167,62 | 1164900 |
| 2 | 8251,6 | 1,03 | 730 | 1,03 | 170,86 | 1191000 |
| 3 | 8407,9 | 1,05 | 365 | 1,05 | 176,54 | 1227000 |
| 4 | 8431,5 | 1,054 | 2920 | 1,054 | 177,4 | 1293000 |
| 5 | 8638,9 | 1,08 | 182,5 | 1,08 | 185,09 | 1291000 |
| 6 | 8670 | 1,084 | 365 | 1,084 | 186,26 | 1305000 |
| 7 | 8691,4 | 1,086 | 365 | 1,086 | 187,06 | 1311000 |
| 8 | 8766,5 | 1,096 | 182,5 | 1,096 | 189,91 | 1329000 |
| 9 | 8791,5 | 1,099 | 182,5 | 1,099 | 190,87 | 1337000 |
| 10 | 8818,9 | 1,102 | 1277,5 | 1,102 | 191,91 | 1370000 |
| 11 | 8998,9 | 1,125 | 1460 | 1,125 | 198,88 | 1430000 |
| Итого: |  |  | 8760 |  | 2022,4 | 24733000 |

***Вариант 2:***



* ТМН - 6300/35



Таблица 7

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ступени | Нагрузка  кВА | Кзагр.\*0,5 | Прод-ть одной ступени нагрузки  ч/год | Кзагр.  двух отдельно работающих тр-ов | Потери мощн. в тр-ах  кВт | Потери  эл.эн.  в тр-ах  кВт\*ч/год |
| 1 | 8174 | 0,649 | 730 | 0,649 | 118,86 | 713000 |
| 2 | 8251,6 | 0,655 | 730 | 0,655 | 120,52 | 726100 |
| 3 | 8407,9 | 0,667 | 365 | 0,667 | 123,91 | 741300 |
| 4 | 8431,5 | 0,669 | 2920 | 0,669 | 124,42 | 827200 |
| 5 | 8638,9 | 0,686 | 182,5 | 0,686 | 129,03 | 776100 |
| 6 | 8670 | 0,688 | 365 | 0,688 | 129,73 | 787500 |
| 7 | 8691,4 | 0,690 | 365 | 0,690 | 130,21 | 791400 |
| 8 | 8766,5 | 0,696 | 182,5 | 0,696 | 131,91 | 799100 |
| 9 | 8791,5 | 0,698 | 182,5 | 0,698 | 132,48 | 803600 |
| 10 | 8818,9 | 0,70 | 1277,5 | 0,70 | 133,11 | 843600 |
| 11 | 8998,9 | 0,714 | 1460 | 0,714 | 137,28 | 882600 |
| Итого: |  |  | 8760 |  | 1411,46 | 8691500 |

***Вариант 3:***



* ТМН - 4000/110



Таблица 8

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ступени | Нагрузка  кВА | Кзагр.\*0,5 | Прод-ть одной ступени нагрузки  ч/год | Кзагр.  двух отдельно работающих тр-ов | Потери мощн. в тр-ах  кВт | Потери  эл.эн.  в тр-ах  кВт\*ч/год |
| 1 | 8174 | 1,02 | 730 | 1,02 | 181,60 | 1261000 |
| 2 | 8251,6 | 1,03 | 730 | 1,03 | 184,58 | 1285000 |
| 3 | 8407,9 | 1,05 | 365 | 1,05 | 190,69 | 1325000 |
| 4 | 8431,5 | 1,054 | 2920 | 1,054 | 191,62 | 1396000 |
| 5 | 8638,9 | 1,08 | 182,5 | 1,08 | 199,92 | 1393000 |
| 6 | 8670 | 1,084 | 365 | 1,084 | 201,18 | 1408000 |
| 7 | 8691,4 | 1,086 | 365 | 1,086 | 202,05 | 1415000 |
| 8 | 8766,5 | 1,096 | 182,5 | 1,096 | 205,12 | 1435000 |
| 9 | 8791,5 | 1,099 | 182,5 | 1,099 | 206,15 | 1443000 |
| 10 | 8818,9 | 1,102 | 1277,5 | 1,102 | 207,28 | 1479000 |
| 11 | 8998,9 | 1,125 | 1460 | 1,125 | 214,8 | 1543000 |
| Итого: |  |  | 8760 |  | 2184,99 | 15383000 |

***Вариант 4:***



* ТМН - 6300/110



Таблица 9

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ступени | Нагрузка  кВА | Кзагр.\*0,5 | Прод-ть одной ступени нагрузки  ч/год | Кзагр.  двух отдельно работающих тр-ов | Потери мощн. в тр-ах  кВт | Потери  эл.эн.  в тр-ах  кВт\*ч/год |
| 1 | 8174 | 0,649 | 730 | 0,649 | 125,79 | 760200 |
| 2 | 8251,6 | 0,655 | 730 | 0,655 | 127,56 | 774300 |
| 3 | 8407,9 | 0,667 | 365 | 0,667 | 131,18 | 790900 |
| 4 | 8431,5 | 0,669 | 2920 | 0,669 | 131,73 | 879800 |
| 5 | 8638,9 | 0,686 | 182,5 | 0,686 | 136,64 | 828200 |
| 6 | 8670 | 0,688 | 365 | 0,688 | 137,39 | 840200 |
| 7 | 8691,4 | 0,690 | 365 | 0,690 | 137,90 | 844300 |
| 8 | 8766,5 | 0,696 | 182,5 | 0,696 | 139,72 | 852700 |
| 9 | 8791,5 | 0,698 | 182,5 | 0,698 | 140,33 | 857500 |
| 10 | 8818,9 | 0,70 | 1277,5 | 0,70 | 141,00 | 899100 |
| 11 | 8998,9 | 0,714 | 1460 | 0,714 | 145,45 | 940400 |
| Итого: |  |  | 8760 |  | 1494,69 | 9267600 |

## 7. Технико-экономическое обоснование выбора напряжения питающей линии ГПП

Задачей технико-экономических расчетов является выбор оптимального варианта передачи, преобразования и распределения электроэнергии от источника питания до потребителей.

Критерием оптимального варианта служит минимум приведенных годовых затрат:

, где



- нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений



- единовременные капитальные вложения



- суммарные годовые эксплуатационные расходы



### *7.1 Выбор и обоснование схемы внешнего электроснабжения*

В качестве схемы внешнего электроснабжения принимаем схему: два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий [2].



Рис. 7 Схема внешнего электроснабжения

Данная схема удовлетворяет основным требованиям, предъявляемым к схемам электрических соединений:

* Схема обеспечивает надежное питание присоединенных потребителей в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах.
* Схема обеспечивает надежность транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах.
* Схема является простой, наглядной и экономичной.

### *7.2 Выбор сечения проводников для двух классов напряжений*

Выбор сечения проводов проводим по экономической плотности тока в нормальном и послеаварийном режимах.

Правильно выбранное сечение должно удовлетворять следующим требованиям:

* По перегрузке
* По допустимой потере напряжения ( - нормальном режиме, - в послеаварийном)



* По потере на корону (для 110 кВ и выше)

Экономическое сечение:

, где



- нормированное значение экономической плотности тока при



***Вариант 1:***



Принимаем ближайшее стандартное сечение . Выбираем сталеалюминевые провода марки АС-70, допустимый ток [2].



Для принятого сечения проводим все необходимые проверки:

**1)** По аварийному току:



**2)** По механической прочности:

Для сталеалюминевых проводов минимальное сечение по условию механической прочности составляет .



**3)** По допустимой потере напряжения:

Допустимая длина питающей линии:

, где



- длина линии, при полной нагрузке на которой, потеря напряжения равна 1% [3].



- допустимая потеря напряжения в нормальном режиме



**4)** По короне:

Проверка на корону осуществляется для линий напряжением 110 кВ и выше. Следовательно, для данного варианта данную проверку не проводим.

*Выбранное сечение удовлетворяет всем условиям.*



***Вариант 2:***



Принимаем ближайшее стандартное сечение . Выбираем сталеалюминевые провода марки АС-70 [2].



Для принятого сечения проводим все необходимые проверки:

**1)** По короне:

Условие: , где



Если , то:



- начальная напряженность возникновения коронного разряда



- радиус провода марки АС-70[4]



- коэффициент гладкости провода



- относительная плотность воздуха, определяемая атмосферным давлением и температурой воздуха



- напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода



- для железобетонной двухцепной опоры ПБ-110-4 (СК-4), подвеска проводов типа «бочка» [5]



Таким образом,



- условие выполняется.



*Выбранное сечение удовлетворяет всем условиям.*



**2)** По аварийному току:



**3)** По механической прочности:

Для сталеалюминевых проводов минимальное сечение по условию механической прочности составляет .



**4)** По допустимой потере напряжения:

Допустимая длина питающей линии:



*Выбранное сечение удовлетворяет всем условиям.*



### *7.3 Технико-экономические сравнения рассматриваемых вариантов ВЛЭП*

**Капитальные затраты**

***Вариант 1:***



, где



- стоимость сооружения одного километра линии на стальных двухцепных опорах [2]



- длина ВЛЭП



ОРУ содержит в себе два блока с отделителем и неавтоматической перемычкой, стоимостью [2]:



***Вариант 2:***



, где



- стоимость сооружения одного километра линии на железобетонных двухцепных опорах [2]



**Эксплуатационные затраты**

***Вариант 1:***



Стоимость потерь энергии в линиях:

, где



- число цепей ВЛЭП,



- удельные потери (на одну цепь) при номинальной загрузке ЛЭП, т.е. при [3]



- стоимость электроэнергии. Принимаем



- время максимальных потерь,



Отчисления на амортизацию и обслуживание элементов:

, где



- издержки на амортизацию и обслуживание ЛЭП



- издержки на амортизацию и обслуживание силового оборудования ОРУ 35 кВ



***Вариант 2:***



Стоимость потерь энергии в линиях:

, где



Отчисления на амортизацию и обслуживание элементов:



**Полные затраты**

***Вариант 1:***



, где



- нормативный коэффициент капитальных вложений в ЛЭП



- нормативный коэффициент капитальных вложений в силовое оборудование



***Вариант 2:***



## 8. Технико-экономические расчеты по выбору варианта ГПП

### *8.1 Капитальные затраты на трансформаторы и стоимость потерь электроэнергии в них*

***Вариант 1:***



где, - суммарные годовые эксплуатационные расходы



- единовременные кап. затраты в трансформаторы [2]



- стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах



- потери электроэнергии в раздельно-работающих трансформаторах, кВт\*ч/год (табл.6)



***Вариант 2:***



где, - единовременные кап. затраты в трансформаторы [2]



, где



***Вариант 3:***



, где



***Вариант 4:***



, где



### *8.2 Полные затраты по вариантам*

Полные затраты по всем вариантам сведем в таблицу.

Таблица 10

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Вариант | Полные затраты  по ВЛЭП, тыс.у.е. | Полные затраты по трансформаторам | Полные затраты  по варианту | |
| При раздельной работе, тыс.у.е. | | При раздельной работе, тыс.у.е. |
| ***Вариант 1*** | 138,334 | 999,652 | | 1137,986 |
| ***Вариант 2*** | 138,334 | 359,714 | | 498,048 |
| ***Вариант 3*** | 62,79 | 625,652 | | 688,442 |
| ***Вариант 4*** | 62,79 | 370,704 | | 433,494 |

## 9. Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения

В результате технико-экономического сравнения рассмотренных вариантов была выбрана двухцепная ВЛЭП 110 кВ, выполненная на железобетонных опорах проводом марки АС-70. А также вариант установки на ГПП двух раздельно- работающих трансформаторов мощностью 6300 кВА (ТМН-6300/110).

# II. Технико-экономическое обоснование выбора компенсирующих устройств в системе электроснабжения вагоноремонтного завода

## 

## 1. Выбор схемы электроснабжения предприятия для определения реактивной мощности, подлежащей компенсации

Основной задачей компенсации реактивной мощности является снижение потерь активной мощности и регулирование напряжения. Эту задачу целесообразно рассматривать как с технической, так и с экономической точек зрения. Экономическая сторона этого вопроса заключается в том, что необходимо минимизировать сумму капитальных вложений и эксплуатационных затрат компенсационного оборудования. С технической точки зрения необходимо подобрать необходимое оборудование и выбрать наиболее оптимальное место его размещения. С точки зрения экономии электроэнергии и регулирования напряжения компенсацию реактивной мощности наиболее целесообразно осуществлять в месте возникновения ее дефицита.



Рис. 8 Схема компенсации реактивной мощности

Определяем - наибольшее значение реактивной мощности, передаваемой из сети ЭС в сеть промышленного предприятия в режиме наибольших активных нагрузок энергосистемы:



, где



- суммарная расчетная активная мощность, отнесенная к шинам ГПП 6 кВ



- расчётный коэффициент, соответствующий средним условиям передачи реактивной мощности по сети системы к потребителям с учётом различных затрат на потери мощности и электроэнергии; для предприятий, расположенных в Сибири при напряжении питающей линии 110 кВт [7]



## 2. Составление баланса реактивной мощности и выбор двух вариантов ее компенсации

Реактивную мощность, вырабатываемую синхронным двигателем, можно принять равной:

, где



- номинальная активная мощность синхронного двигателя



Мощность, которую можно передать из сети 6 кВ в сеть 0,4 кВ:



Далее рассмотрим два варианта схем компенсации реактивной мощности:

1. Схема, содержащая 9 трансформаторов (которые выбраны ранее)
2. Схема с увеличенным числом трансформаторов

Наибольшая реактивная мощность, которая может быть передана через трансформаторы в сеть 0,4 кВ:

, где



– номинальная мощность трансформаторов



– коэффициент загрузки трансформатора, принимаемый 0,7÷0,8



– количество трансформаторов



***Вариант 1:***

Наибольшая реактивная мощность, которая может быть передана через 9 трансформаторов в сеть 0,4 кВ:



Величина реактивной мощности, которую необходимо скомпенсировать:



Принимаем конденсаторные батареи марки УКБ-0,38-200У3 в количестве 11 шт., общей мощностью 2200 кВАр.

***Вариант 2:***

Увеличиваем количество трансформаторов до 10 шт.

Наибольшая реактивная мощность, которая может быть передана через 10 трансформаторов в сеть 0,4 кВ:



Величина реактивной мощности, которую необходимо скомпенсировать:



Принимаем конденсаторные батареи марки УКБ-0,38-150У3 в количестве 6 шт., общей мощностью 900 кВАр.

## 3. Технико-экономическое сравнение вариантов

Удельные затраты для синхронного двигателя, используемого в качестве ИРМ:

* удельные затраты на 1 кВАр реактивной мощности:

, где



- стоимость потерь активной мощности (для Томска )



- число однотипных СД



- реактивная мощность, генерируемая СД до присоединения к сети проектируемого предприятия, т.к. СД вводится вновь, то



,- расчетные величины, зависящие от параметров двигателя. Для двигателя марки СДН , [8]



* удельные затраты на 1 кВАр2 реактивной мощности:



Удельные затраты на установку БК в сети 0,4 кВ:

, где



- постоянная составляющая затрат для КБ, принимаемая



- нормативный коэффициент кап. вложений



- мощность КБ



- удельные потери активной мощности в КБ [1]



- напряжение КБ; т.к. КБ, присоединяемые к сети 0,4 кВ, выполняются на номинальное напряжение сети (т.е. на 0,4 кВ), то



***Вариант 1:***

- удельные затраты на установку КБ марки УКБ-0,38-200У3 [1]



***Вариант 2:***

- удельные затраты на установку КБ марки УКБ-0,38-150У3 [1]



Полные затраты по вариантам:

***Вариант 1:***



***Вариант 2:***

, где



- стоимость трансформатора мощностью Sном=630 кВА наружной установки [8]



Так как , то оптимальным вариантом компенсации реактивной мощности является *вариант 1* установки 9 трансформаторов и конденсаторных батарей, марки УКБ-0,38-200У3 в количестве 11 шт., общей мощностью 2200 кВАр.



## 4. Распределение мощности батарей конденсаторов по узлам нагрузки инструментального цеха

Рис. 9 Расчетная схема сети 0,4 кВ



Суммарная мощность КБ на стороне 0,4 кВ, приходящаяся на кузнечный цех:

* расчетная реактивная нагрузка 0,4 кВ вагоноремонтного завода:



* расчетная реактивная нагрузка 0,4 кВ инструментального цеха:



* доля потребления реактивной нагрузки 0,4 кВ кузнечного цеха по отношению ко всему заводу:



* общая мощность КБ на стороне 0,4 кВ вагоноремонтного завода:



* тогда суммарная мощность КБ на стороне 0,4 кВ, приходящаяся на кузнечный цех:



Наибольшая реактивная мощность, которая может быть передана через трансформатор цеховой ТП-7 в сеть 0,4 кВ:

, где



- расчетная активная нагрузка ТП-7



Мощность, передаваемая со стороны 6 кВ в цех:



, тогда распределение КБ для радиальной сети производится по формуле:



, где



- искомая мощность i-ой линии, передаваемая в сеть 0,4 кВ со стороны 6 кВ



- суммарная распределяемая мощность



- эквивалентное сопротивление сети, напряжением до 1000 В



- сопротивление радиальной i-ой линии



Эквивалентное сопротивление сети:



Тогда:



Расчетная мощность батарей конденсаторов, устанавливаемых у ШР:



Учитывая шкалу номинальных мощностей принимаем:



Суммарная мощность КБ:



# Заключение

В данной работе было проведено технико-экономическое обоснование выбора компенсирующих устройств и напряжения питающей линии ГПП вагоноремонтного завода.

В результате расчетов был определен наиболее оптимальный вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия. Была выбрана двухцепная ВЛЭП 110 кВ, выполненная на железобетонных опорах проводом марки АС-70; на ГПП установлено два параллельно работающих трансформатора мощностью 6300 кВА (ТМН-6300/110).

После проведения технико-экономического сравнения вариантов установки компенсирующих устройств было принято решение об установке 9 цеховых трансформаторов мощностью 630 кВАр и 11 конденсаторных батарей марки УКБ-0,38-200У3, общей мощностью 2200 кВАр.

Таким образом, технико-экономического сравнение нескольких вариантов позволило выбрать наиболее оптимальный вариант, критерием которого служит минимум приведенных затрат.

# Литература

1. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д., Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 528с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро, - 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
3. Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов специальности 100400 «Электроснабжение» / Сост. А.И. Гаврилин, С.Г. Обухов, А.И. Озга; ТПУ. – Томск, 2004. – 112 с.
4. Рожкова Л.Д., Козулин В.С., Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 646 с.
5. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И. А. Баумштейна. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 768 с.
6. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперко и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. школа, 1990. – 383 с.
7. Барченко Т.Н., Закиров Р.И., Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту, Томск, ТПИ, 1988. – 96 с.
8. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.1. Электроснабжение / Под общ. Ред. А.А. Федорова. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 568 с.