Якутский институт водного транспорта – филиал Федерального государственного

 бюджетного образовательного учреждения высшего образования

 «Сибирский государственный университет водного транспорта»

ЯИВТ (филиал) ФГБОУ ВО «СГУВТ»

**Курсовой проект**

по дисциплине «Электроснабжение»

Вариант 9

Выполнил:

 студент группа

Проверил преподаватель:

Якутск 2021

Задание

В процессе проектирования необходимо выполнить следующее:

* Определить расчетные нагрузки корпусов и предприятия.
* Составить картограмму нагрузок и выбрать место расположения главной понизительной подстанции (ГПП).
* Выбрать число и мощность трансформаторов ГПП.
* Определить сечение ВЛ 110 кВ, питающих предприятие.
* Составить схему электрических соединений ГПП.
* Выбрать типы, число и мощности трансформаторов цеховых ТП, количество ТП в каждом корпусе и места их расположения.
* Составить схему распределения электроэнергии по территории предприятия на напряжении 10 кВ.
* Выбрать сечение кабельных линий 10 кВ.

Исходные данные

*Рисунок 1.*

Ситуационный план предприятия.



Распределение нагрузок по категориям

|  |  |
| --- | --- |
| № корпуса | Распределение нагрузок по категориям, % |
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | 3 | 82 | 15 |
| 2 | 0 | 10 | 90 |
| 3 | 0 | 5 | 95 |
| 4 | 0 | 85 | 15 |
| 5 | 0 | 90 | 10 |
| 6 | 0 | 90 | 10 |
| 7 | 0 | 100 | 0 |
| 8 | 5 | 95 | 0 |
| 9 | 0 | 80 | 20 |
| 10 | 30 | 55 | 15 |
| 11 | 17 | 73 | 10 |
| 12 | 0 | 100 | 0 |

Номинальные мощности электроприемников корпусов по вариантам

(Рном, кВт;)

|  |  |
| --- | --- |
| № | Номер варианта |
| корпуса | 9 |
| 1 | 4000 |
| 2 | 1400 |
| 3 | 2000 |
| 4 | 10000 |
| 5 | 13400 |
| 6 | 12000 |
| 7 | 1440 |
| 8 | 11200 |
| 9 | 12000 |
| 10 | 8000 |
| 11 | 16000 |
| 12 | 600 |

Коэффициенты использования по корпусам предприятия (Ки)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № корпуса | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Варианты | 6,7,8,9,0 | 0,49 | 0,38 | 0,4 | 0,5 | 0,49 | 0,44 | 0,43 | 0,53 | 0,59 | 0,57 | 0,41 | 0,65 |

Коэффициенты реактивной мощности (tg φ) по корпусам предприятия

|  |
| --- |
| № корпуса |
| Варианты | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1,3,5,7,9 | 0,88 | 0,48 | 0,49 | 0,59 | 0,61 | 0,75 | 0,58 | 0,88 | 0,95 | 0,75 | 0,59 | 0,67 |

Установленная энергоснабжающей организацией максимально допустимая реактивная нагрузка на границе раздела сетей предприятия и энергоснабжающей организации в часы максимума энергосистемы Q max.доп.

|  |  |
| --- | --- |
| Вариант | 9 |
| Qmax.доп. | 15 |
| M ВАр. |

По площади корпусов вся нагрузка распределена равномерно. Площади корпусов определяются по плану предприятия на рис.1

 Число часов использования максимума нагрузки Тм=3770 ч/год.

 Источник питания – шины 110 кВ районной подстанции.

 Длина трассы ВЛ 110 кВ от районной подстанции до предприятия

|  |  |
| --- | --- |
| Вариант |  |
| Длина трассы ВЛ, км | 11 |

Расположение районной подстанции относительно предприятия

|  |  |
| --- | --- |
| Вариант | 9 |
| Расположение | Слева |

Содержание

|  |  |
| --- | --- |
| Определение расчетных нагрузок корпусов и предприятия | **7** |
| Составление картограммы нагрузок и выбор места расположения главной понизительной подстанции (ГПП) | **8** |
| Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП | **9** |
| Определение сечения ВЛ 110 кВ, питающих предприятие | **11** |
| Выбор схемы электрических соединений ГПП | **11** |
|  |  |
| Выбор типов, числа и мощности трансформаторов цеховых ТП, количества ТП в каждом корпусе и места их расположения | **17** |
| Выбор схемы распределения электроэнергии по территории предприятия на напряжении | **18** |
|  |  |
| Выбор сечения кабельных линий 10 кВ | **21** |
| Библиографический список | **24** |

1. Расчетные нагрузки корпусов и предприятия.

Определение расчетных нагрузок корпусов:

1) Определяем среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену, которая определяется формулой:

$P\_{c.м.}=Р\_{ном}⋅k\_{и}$ (кВт),

где: $Р\_{ном}$– номинальная активная нагрузка корпуса;

$k\_{и}-$коэффициент использования (задан в условии);

2) Определяемсреднюю реактивную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле:

$Q\_{c.м.}=Р\_{с.м.}⋅tgϕ$ (кВАр),

где: $tgϕ$- коэффициент реактивной мощности (задан в условии);

3) Определяем расчетные коэффициенты активной $К\_{р}$и реактивной$К\_{р}^{'}$ нагрузок:

$$K\_{р}=f\left(k\_{и};n\_{э}\right);$$

$K\_{р}^{'}=K\_{р}$, для всех корпусов принимаем 0,75

где: $n\_{э}-$эффективное число электроприёмников (задано в условии);

4) Определяем расчетную активную нагрузку корпусовпо формуле:

$Р\_{расч}=K\_{р}⋅Р\_{с.м.}$ (кВт);

5) Определяем расчетную реактивную нагрузку корпусов по формуле:

$Q\_{расч}=K\_{р}^{'}⋅Q\_{с.м.}$ (кВАр);

6) Определяем полную расчетную нагрузку корпусов:

$S\_{расч}=\sqrt{Р\_{расч}^{2}+Q\_{расч}^{2}}$ ($кВ⋅А$);

7) Определяем потери активной энергии в трансформаторах и сетях до 1000В корпусов:

$ΔР\_{ц}=0,03S\_{расч}$ (кВт);

8) Определяем потери реактивной энергии в трансформаторах и сетях до 1000В корпусов:

(кВАр);

9) Определяем расчетную активную нагрузку корпусов с учетом потерь:

$Р\_{расч}^{'}=Р\_{расч}+ΔР\_{ц}$(кВт);

10) Определяем расчетную реактивную нагрузку корпусов с учетом потерь:

$Q\_{расч}^{'}=Q\_{расч}+ΔQ\_{ц}$ (кВАр);

11) Определяем полную расчетную нагрузку корпусов с учетом потерь:

$S\_{расч}^{'}=\sqrt{}\left(кВ⋅А\right)$.

Таблица 1 Расчетные нагрузки корпусов предприятия



Определение расчетных нагрузок предприятия:

Нагрузкана шинах 10кВ ГПП:

$S\_{расч.10}=\sqrt{Р\_{расч..10}^{2}+}кВ⋅А$,

где:$Р\_{расч.10}$– расчетная активная нагрузка на шинах 10кВ ГПП;

$ΔQ\_{Т.ГПП}$– суммарные реактивные потери в трансформаторах ГПП (в расчете не учитываются)

$$Р\_{расч.10}=k\_{o}\left(ΣР\_{расч}^{'}+ΣΔР\_{к}\right),$$

где: kо – коэффициент одновременности ($k\_{0}=f\left(k\_{и};n\right)$= 0,9);

∑∆Рк – суммарные потери активной энергии в кабелях 10кВ.

В расчетах они не учитываются, так как: ∑∆Р­к<<∑$Р\_{расч}^{'}$

Примем Qрас = 0,6 Ррас

$Р\_{расч.10}=0,9⋅35229,6=31706,64\left(кВт\right)$;

$$S\_{расч.10}=\sqrt{31706,62^{2}+29087,9^{2}}=43028,08кВ⋅А$$

1. Картограмма нагрузок и выбор места расположения ГПП.

Определение центра электрических нагрузок предприятия.

Центр электрических нагрузок – это точка, расположение в которой ГПП обеспечило бы минимум затрат на распределительные сети.

Определим координаты центра электрических нагрузок по формулам:

$Х\_{Ц.ЭН}=\frac{\sum\_{}^{}S\_{расч.i}⋅X\_{i}}{\sum\_{}^{}S\_{расч.i}}$ ;

$Y\_{Ц.ЭН}=\frac{\sum\_{}^{}S\_{расч.i}⋅Y\_{i}}{\sum\_{}^{}S\_{расч.i}}$,

где:$Х\_{i}$,$Y\_{i}$– координаты центра нагрузки i-ого корпуса.

Таблица 2 Расчет центра электрических нагрузок

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ корпуса** | **Sр, кВА** | **х, мм** | **у, мм** | **Sр х, кВА мм** | **Sр у, кВА мм** |
| **1** | 1958,14 | 120 | 181 | 234976,8 | 354423 |
| **2** | 442,58 | 105 | 18 | 46470,9 | 7966,44 |
| **3** | 668,16 | 96 | 157 | 64143,36 | 104901 |
| **4** | 4354 | 133 | 121 | 579082 | 526834 |
| **5** | 5767,9 | 51 | 181 | 294162,9 | 1043990 |
| **6** | 4950 | 31 | 63 | 153450 | 311850 |
| **7** | 536,86 | 71 | 159 | 38117,06 | 85360,7 |
| **8** | 5930,3 | 39 | 21 | 231281,7 | 124536 |
| **9** | 7324 | 46 | 126 | 336904 | 922824 |
| **10** | 4275 | 20 | 126 | 85500 | 538650 |
| **11** | 5712 | 108 | 63 | 616896 | 359856 |
| **12** | 352 | 73 | 124 | 25696 | 43648 |
| **Всего:** | 42270,94 |  |  | **2706680,7** | **4424840** |



$X\_{ЦЭН}$=$\frac{2688552,9}{42270,94}$=64,03 мм;

$Y\_{ЦЭН}$=$\frac{4616861,6}{42270,94}$=104,68мм.

Выбор места расположения ГПП

Целесообразно применить схему глубокого ввода. Её использование позволит:

* расположить ГПП в крупном узле потребления электроэнергии, в рассматриваемом случае это имеющееся предприятие;
* использовать упрощённую схему первичной коммутации ГПП;
* резко сократить протяжённость линий 10 кВ и, следовательно, уменьшить потери мощности, энергии, напряжения в этих сетях; можно будет уменьшить протяжённость кабельных сооружений (эстакад, каналов и т.п.), снизить количество коммутационной и защитной аппаратуры;
* повысить надёжность электроснабжения;
* снизить капитальные вложения и затраты на эксплуатацию;
* осуществить питание характерных групп электроприёмников с нелинейными, резкопеременными и ударными нагрузками по отдельным линиям от ГПП, что позволит снизить влияние таких нагрузок на соседние потребители.

Выбирая место для ГПП принимаем в расчёт следующие обстоятельства:

* стараемся расположить ГПП вблизи центра электрических нагрузок (ЦЭН), это позволит приблизить к оптимальным затраты на распределительную сеть;
* целесообразно сдвигать ГПП к границе (в сторону ближайшую к зоне наибольших нагрузок) территории предприятия, чтобы снизить площадь земли, очуждаемой под ВЛ, так же этим снижаем протяжённость ВЛ в целом;
* учитываем беспрепятственную возможность подъезда транспорта для вывоза силовых трансформаторов в случае замены;
* со стороны захода ВЛ не должно быть коммуникаций (под проводами ВЛ), заход воздушной линии на территорию ГПП по возможности должен быть упрощён и не стеснён, желательно отказаться от прохождения ВЛ над зданиями и сооружениями;
* выход КЛ 10 кВ с территории ГПП – в сторону противоположную от захода ВЛ 110 кВ.

Учитывая задание проекта, координаты ЦЭН и рассмотренные выше рекомендации располагаем ГПП с правой стороны у границы территории, между корпусами 2 и 11.

1. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП.

Выбор числа трансформаторов ГПП.

 Определим число трансформаторов из расчета доли нагрузок первой и второй категорий на предприятии.

Доля нагрузок первой и второй категории равна:

K1,2 пр = $\frac{\sum\_{}^{}k\_{1.2}S\_{расч}}{\sum\_{}^{}S\_{расч}}$

Таблица 3 Расчет нагрузок

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № цеха | k I,II | Sрасч k1.2 |
| 1 | 0,85 | 1664,419 |
| 2 | 0,1 | 44,258 |
| 3 | 0,05 | 33,408 |
| 4 | 0,85 | 3700,9 |
| 5 | 0,9 | 5191,11 |
| 6 | 0,9 | 4455 |
| 7 | 1 | 536,86 |
| 8 | 1 | 5930,3 |
| 9 | 0,8 | 5859,2 |
| 10 | 0,85 | 3633,75 |
| 11 | 0,9 | 5140,8 |
| 12 | 1 | 352 |
| Всего: |   | 36542,005 |

k1.2 пр = $\frac{36542}{42270,9}=0,86$;

Так как доля нагрузок первой и второй категорий составляет 86%, выбираем двухтрансформаторнуюподстанцию.

Определим мощность трансформаторов ГПП:

$$S\_{Тном}\geq \frac{S\_{расч.10}⋅К\_{1,2пр}}{\left(n\_{Т}-1\right)⋅К\_{д.п}}S\_{расч.10}=\sqrt{31706,64^{2}+29087,9^{2}}=43028кВ⋅А$$

$\frac{43028\*0,86}{\left(2-1\right)\*1,5}$= 24669,4

гдеnт = 2 – количество трансформаторов на ГПП,

kд.п. – коэффициент допустимой послеаварийной перегрузки, который равен 1,5 для трансформаторов средней мощности 2,5 – 100$МВ⋅А$.

 К1,2пр=0,88 – коэффициент потребителей 1 и 2 категории

ГдеКд.п./ К1,2 = 1,6…1,7

Выбираем трансформатор марки **ТМН-25000/110** – трансформатор трехфазный, масляный с устройством РПН (регулированием напряжения под нагрузкой), полная мощность 25000 кВА, сторона ВН – 115 кВ, НН -10 кВ.

Таблица 4 Параметры силовых трансформаторов

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| тип | потери короткого замыкания ∆Ркз, кВт | потери холостого хода ∆Рхх, кВт | напряжение короткого замыкания uкз, % | ток холостого хода iхх, % |
| ТМН25000/110 | 57,5 | 27 | 10,5 | 0,75 |

4. Определение сечения ВЛ 110 кВ, питающих предприятие.

Для уменьшения затрат выбираем двухцепную линию.

Полная расчетная мощность предприятия на шинах 110 кВ.

$S\_{расч.пр}=$43028 кВА

Расчетный ток нормального режима

$I\_{расч.норм}=\frac{S\_{расч.пр}}{\sqrt{3}⋅2⋅U\_{ном}}=\frac{43028}{\sqrt{3}⋅2⋅110}=$112,9 А,

 где Uном = 110 кВ,

Для ЛЭП-110 кВ выбираем провод марки АС.

По экономической плотности тока для алюминиевых проводов jэк = 1,1 А/мм2

$q\_{эк}=\frac{I\_{расч.норм}}{j\_{эк}}=\frac{112,9}{1,1}=$102,6мм2

Ближайший по сечению провод марки АС-95. Однако для двухцепных линий 110 кВ наименьшее допустимое сечение 120 мм2, поэтому выбираем провод марки АС-120/19. Проверяем выбранное сечение:

- по току нормального режима: Iрасч норм ≤ Iдоп; 102,6 А ≤ 390 А;

- по току послеаварийного режима ; Iп.авар. ≤ Iдоп;

 2∙102,6 А ≤ 390 А; 204,2А ≤ 390 А;

- по условиям коронирования для линий напряжением 110 кВ наименьшее допустимое сечение 70 мм2

- по механической прочности в районах по гололеду III – IV с нормативной толщиной стенки гололеда 15 и 20 мм наименьшее допустимое сечение проводов - 50 мм2

Провод марки АС-120 проходит по всем условиям, параметры выбранного провода приведены в табл.

Таблица 5 Параметры провода ЛЭП-110 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| марка | Сечение,мм2 | Диаметр,мм | Эл.сопротивление 1 км пост.току при 20ºС, Ом не более | Допустимый продолжительный (длительный) ток вне помещений, А |
| АС-120/19 | 118,0/18,8 | 15,2/5,6 | 0,24917 | 390 |

5. Выбор схемы электрических соединений ГПП.

Т.к. число присоединений со стороны 110 кВ равно числу подходящих линий – выбираем схему «два блока линия-трансформатор с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линий» без сборных шин. Данная схема рекомендуется для тупиковых и ответвительных подстанций 35-220 кВ, индекс схемы 4Н.



Рис.2 Схема электрических соединений ГПП.

Выбранная схема проста и экономична, наличие перемычки позволяет осуществить питание потребителей через два трансформатора при ремонте одной из линий.

Выбор коммутационных аппаратов распредустройств ГПП.

По паспорту выключателя:

- номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ: $i\_{а,ном}=\frac{\sqrt{2}⋅β\_{н}⋅I\_{отк,ном}}{100}=\frac{\sqrt{2}⋅43⋅40}{100}=$ (2^0,5)\*43\*40/100 кА,

 где βн = 43 % - нормированное процентное содержание периодической составляющей не более,

Iотк,ном, кА – номинальный ток отключения,

- номинальный ток включения Iвкл, кА,

- наибольший пик тока включения iвкл, кА,

- действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока к.з. Iдин, кА,

- наибольший пик (ток электродинамической устойчивости) предельного сквозного тока к.з., iдин, кА,

- тепловой импульс тока к.з.: $I^{2\_{тер}}⋅t\_{тер}=$ (40^2)\*3 кА2с,

где Iтер, кА – среднеквадратичное значение тока к.з. за время его протекания,

tтер, с – длительность протекания тока термической стойкости.

Выбраны

- выключатель типа ВЭКТ-110/III-40/2000У1 – выключатель элегазовый колонкового типа трехполюсный, номинальным напряжением 110 кВ, степень загрязнения изоляции III (по ГОСТ 9920), номинальным током отключения 40 кА, номинальным током 2000А, для умеренного климата в открытых РУ,

- разъединитель типа РНДЗ-110/1000ХЛ1 – разъединитель горизонтально-поворотного типа для наружной установки с заземляющими ножами, номинальным напряжением 110 кВ, номинальным током 1000 А, с приводом ПР-ХЛ1,

- в нейтрали трансформаторов Т1, Т2 разъединитель ЗОН-110/400 – разъединитель однополюсный для заземления нейтралей трансформаторов 110 кВ номинальным током 400А.

- ошиновку РУ 110 кВ выполним проводом АС-120, выбранным в п.4.

Максимальный ток

- для вводных выключателей 10 кВ: Iмах = $\frac{0,75⋅S\_{номТ}}{\sqrt{3}⋅U\_{ном}}=\frac{0,75⋅25000}{\sqrt{3}⋅10}=$1082,5 А,

- для секционных выключателей: Iмах = $\frac{0,375⋅S\_{номТ}}{\sqrt{3}⋅U\_{ном}}=\frac{0,375⋅25000}{\sqrt{3}⋅10}=$542,3 А,

- номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ: $i\_{а,ном}=\frac{\sqrt{2}⋅β\_{н}⋅I\_{отк,ном}}{100}=\frac{\sqrt{2}⋅0,43⋅40}{100}=$243,2 кА,

где βн = 43 % - нормированное процентное содержание периодической составляющей не более,

Iотк,ном = 40 кА – номинальный ток отключения,

- номинальный ток включения Iвкл = 20 кА,

- наибольший пик тока включения iвкл = 1,8 ∙ √2 ∙ Iвкл = 1,8 ∙ √2 ∙ 20 = 50,9 кА,

В КРУ-10 кВ ГПП и РП-1,2 выбираем

- вводные выключатели типа ВВЭ-10-20/2000У3,

- секционные выключатели типа ВВЭ-10-20/1000У3,

- выключатели отходящих фидеров типа ВВЭ-10-20/630У3,

выключатели вакуумные встраиваемые в ячейки КРУ с электромагнитным приводом, номинальным напряжением 10 кВ, номинальным током отключения 20 кА, номинальным током соответственно 2000 А, 1000 А и 630 А, для умеренного климата в закрытых РУ.

8. Выбор типа, числа и мощности трансформаторов цеховых ТП, количества ТП в каждом корпусе и места их расположения.

Выбор числа и мощности трансформаторов ТП.

Рекомендуется принимать к установке трансформатор мощностью Sном в зависимости от значения удельной плотности нагрузки σ:

 а) при σ ≤ 0,2 кВА/м2 - Sном = 1000 кВА,

 б) при 0,2 < σ ≤ 0,3 кВА/м2 - Sном = 1600 кВА,

 в) при σ > 0,3 кВА/м2 - ставится вопрос установки трансформаторной подстанции Sном = 2500 кВ·А или две по 1000 кВ·А.

σ=$\frac{S\_{Р}}{F}$кВА/м2;

 Минимальное количество цеховых трансформаторов:

  округляя вверх находим Nmin

где β = 0,9 – коэффициент загрузки трансформаторов ТП.

добавка до ближайшего большего целого числа ∆N = Nmin – Nmin расч

 Оптимальное число трансформаторов Nопт = Nmin + m,

где m - дополнительное число трансформаторов, m = f(Nmin; ∆N), определяем по графику рис.8.3 с.124 методических указаний,

Nопт.выбр – выбранное число трансформаторов, округленное до четного,

NТП – число двухтрансформаторных ТП.

Полученные результаты заносим в табл. 7.

Выбраны трансформаторы типа **ТСЗС-1000(1600)/10** – трансформатор трехфазный сухой защищенного исполнения мощностью 1000(1600) кВА, напряжение обмоток ВН – 10 кВ, НН – 0,4 кВ, группа соед.обмоток – Δ/Y – 11 (треугольник/звезда с выведенной нейтралью).

Таблица 6

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № корпуса | F, м2 | Ррасч, кВт | Sрасч, кВА | σ, А/м2 | Sт.ном, кВА | Nmin.расч  | Nmin | ∆N | m | Nопт | Nопт.выбр | Nтп |
| 1 | 14400 | 1470 | 2028,0 | 0,14 | 1000 | 1,63 | 3 | 1,37 | 0 | 3 | 4 | 2 |
| 2+3 | 12700 | 998,0 | 968,0 | 0,08 | 1000 | 1,11 | 1 | 0,01 | 0 | 1 | 2 | 1 |
| 4 | 31000 | 3750,0 | 3960,8 | 0,13 | 1000 | 4,17 | 7 | 2,83 | 0 | 7 | 6 | 3 |
| 5 | 36000 | 4924,5 | 7518,3 | 0,21 | 1000 | 5,47 | 7 | 1,53 | 0 | 7 | 6 | 3 |
| 6 | 28800 | 3960,0 | 4747,8 | 0,16 | 1000 | 4,40 | 5 | 0,60 | 0 | 5 | 4 | 2 |
| 7+8 | 41700 | 909,6 | 6475,4 | 0,16 | 1600 | 0,63 | 5 | 4,37 | 0 | 5 | 6 | 3 |
| 9 | 32000 | 5310,0 | 6962,6 | 0,22 | 1000 | 5,90 | 7 | 1,10 | 0 | 7 | 4 | 2 |
| 10 | 33000 | 3420,0 | 4208,4 | 0,13 | 1000 | 3,80 | 4 | 0,20 | 0 | 4 | 4 | 2 |
| 11+12 | 41800 | 5212,5 | 5817,1 | 0,14 | 1000 | 5,79 | 6 | 0,21 | 0 | 6 | 2 | 1 |



Все корпуса имеют потребителей 1 и 2 категории электроснабжения, поэтому в корпусе № 8 выбираем двухтрансформаторные ТП с трансформаторами мощностью 1600 кВ·А, в корпусах № 1,3,4,5,6,9,10,11 - двухтрансформаторные ТП с трансформаторами мощностью 1000 кВ·А.

Корпуса № 2,7,12 имеют небольшие мощности, поэтому запитаем их перемычками на напряжении 0,4 кВ соответственно: корпус № 2 – от корпуса № 3, корпус № 7 – от корпуса № 8, корпус № 12 – от корпуса № 11.

Размещение ТП в корпусах.

Все корпуса имеют нормальную среду. Ширина всех корпусов не менее 50 м, поэтому выбираем ТП внутренней установки. В корпусах располагаем ТП вдоль протяженных стен: напротив друг друга при четном количестве ТП (корпуса № 6,9,10), и в шахматном порядке – при нечетном количестве ТП (корпуса № 4,5,8). На чертеже трансформаторные подстанции обозначены окружностями.

9. Выбор схемы распределения электроэнергии по территории предприятия на напряжении 10 кВ.

Территория предприятия занимает большую площадь, поэтому для питания потребителей, удаленных от ГПП, предусматриваем три промежуточные РП 10 кВ. За счет применения РП уменьшается количество присоединений ГПП на напряжении 10 кВ, а также снижается общая длина кабельных линий 10 кВ, прокладываемых по территории предприятия. Вся коммутационная аппаратура устанавливается на РП, а на ТП предусматривается глухое присоединение трансформаторов или через разъединитель (при магистральной схеме). 1 и 2 секции 10 кВ РП питаются раздельно по радиальным линиямот ГПП, при выходе из строя одной линии обе секции переключаются АВР на исправную линию.

РП1 встроен в корпус № 5, от него запитаны по радиальным линиям ТП корпуса № 5 и по магистральной схеме ТП корпуса № 1, всего 10 трансформаторов суммарной мощностью 10000 кВА. (соответственно по 3 трансформатора корпуса № 5 и по 2 трансформатора корпуса № 1, все по 1000 кВА).

РП2 встроен в корпус № 9, от него питаются ТП корпусов № 9 и 10 (всего 8 трансформаторов суммарной мощностью 8000 кВА): ТП корпуса № 9 – по радиальным линиям (по 2 трансформатора) и ТП корпуса № 10 – по магистральным линиям, в каждой магистрали по 2 трансформатора, все по 1000 кВА..

Корпуса № 4, а также корпуса № 6 и 3 запитаны по магистральным линиям от ГПП, в магистралях корпуса № 4 – по 3 трансформатора, корпусов № 6 и 3 – по 3 трансформатора. От РЩ-0,38 кВ корпуса № 3 по кабельным перемычкам запитаны РЩ-0,4 кВ корпуса № 2.

Трансформаторы 1600 кВА корпуса № 8 и трансформаторы 1000 кВА корпуса № 11 запитаны по радиальным линиям от ГПП. От РЩ-0,38 кВ корпуса № 11 запитаны по кабельным перемычкам РЩ-0,38 кВ корпуса № 12, а от РЩ-0,4 кВ корпуса № 8 – РЩ-0,4 кВ корпуса № 7.

11. Выбор сечения кабельных линий 10 кВ

- *по конструкции*. Потребители предприятия получают питание по распределительной сети 10 кВ, которая выполнена кабельными линиями, проложенными сначала в кабельных каналах РУ-10 кВ ГПП, а затем по территории предприятия до РП и корпусов в земляных траншеях. Для обеспечения пожарной безопасности в производственных помещениях применяем кабели с оболочкой изоляцией из невоспламеняющихся материалов – одножильные кабели марки АпвПу с изоляцией из сшитого полиэтелена.

- *по экономической плотности тока*:



где Iнорм, - ток нормального режима (без перегрузки) с учетом установки КУ, А,

 jэ - нормированная экономическая плотность тока, А/мм2.

Сечение округляем до ближайшего стандартного и *проверяем по допустимому току аварийного режима*

Iавар< Iдоп ,

где Iавар - максимальный ток в линии в аварийном режиме работы.

 Iдоп - длительно допустимый ток с учётом поправки на число рядом проложенных в земле кабелей k1 и на температуру окружающей среды k2(Кпер):



Для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена Кпер = 1,23.

Для магистральных линий (корпуса № 4 и № 6+3) расчет производим для головного участка линии, для всех участков магистральной линии принимаем кабели одинакового сечения.

Таблица 11. Расчет и выбор кабельных линий 10 кВ .



* 1. Выбор сечений кабельных линий 10 кВ, питающих РП (радиальная схема)

Выбор кабелей между ГПП и РП1:

Ток нормального режима для одной питающей линии (секции шин) РП1:

$I\_{норм.РП1\left(с.ш.\right)}=\frac{S\_{РП1\left(с.ш.\right)}}{\sqrt{3}\*U\_{ном}}=\frac{S\_{КУк5}+S\_{КУк1}}{\sqrt{3}⋅U\_{ном}}=\frac{5359,9+2754,0}{\sqrt{3}⋅10,5}=$ (5359,9+2754)/((3^0,5)\*10,5) А,

$q\_{э.расч.}=\frac{I\_{норм}}{j\_{э}⋅К\_{у}}=\frac{441,6}{1,7⋅1}=262,4мм^{2}$, где

jэ =1,7 А/мм2 – нормированная экономическая плотность тока (ПУЭ, табл.1.3.36 с.36)

Ку =1 – коэффициент увеличения экономической плотности тока (для радиальной схемы).

Выбираемые кабельные линии прокладываем в земле внутри кабельного канала, т.е. в воздухе. Для прокладки внутри кабельного канала в земле выбираем кабель марки АПвПу, Uном=10 кВ.

Выбираем стандартное сечение 300 мм2, допустимый ток Iдоп= 497 А.

Перегрузочный коэффициент для кабелей данной марки согласно технической документации, составляет kпер= 1,23.

Длительно допустимый ток кабеля:$I\_{доп.пер}=К\_{пер}⋅I\_{доп}=1,23⋅497=$ 1,23\*497,

Рабочий ток аварийного режима: $I\_{раб.ав}=2I\_{норм}=2⋅446,1=892,2А$,

I раб.ав< Iдоп 892,2 А >611,3 А - условие не выполняется. Увеличиваем сечение кабелей до тех пор, пока не будет выполнено условие I раб.ав< Iдоп. Данному условию удовлетворяет кабель АПвПу-500 – кабель с одной алюминиевой жилой (А) сечением 800 мм2, с изоляцией токоведущих жил из сшитого полиэтилена (Пв), в полиэтиленовой оболочке (П), усиленного исполнения (у).

Аналогично выбираем кабели между ГПП и РП2, между ГПП и корпусами №№ 8, 11, а также от РП-1 до корпуса № 1 и от РП-2 до корпуса № 10, результаты расчета и выбора кабелей занесены в табл.11.

Выбор сечения кабелей от РП до трансформаторов

Выбор кабелей от РП1 до трансформаторов корпуса №5:

Ток нормального режима при коэффициенте загрузки β=0,9:

$I\_{норм}=\frac{β⋅S\_{ном.Т}}{\sqrt{3}⋅U\_{ном}}=\frac{0,9⋅1000}{\sqrt{3}⋅10}=52,0А$,

Расчетное экономическое сечение:$q\_{э.расч.}=\frac{I\_{норм}}{j\_{э}⋅К\_{у}}=\frac{52,0}{1,7⋅1}=30,1мм^{2}$,$Iраб=\frac{0,9\*1000}{\sqrt{3}∙10}=52А$

Стандартное сечение - qэ=35 мм2. Однако в п.7.6.определено наименьшее сечение по термической устойчивости - qэ=50 мм2, поэтому принимаем кабель с сечением 50 мм2.

Аналогично кабелям от ГПП до РП проверяем по допустимым токам нормального и послеаварийного режимов. Результаты расчетов и выбора занесены в табл.11.

Аналогично рассчитываем сечения кабелей от РП до трансформаторов корпусов № 9. Результаты расчетов занесены в табл.11.

Выбор кабелей от ГПП до корпуса № 4 и корпусов № 6 и 3 (магистральная схема)

Ток нормального режима: $I\_{норм}=\frac{S\_{КУк.4}}{\sqrt{3}⋅U\_{ном}}=\frac{5148,8}{\sqrt{3}⋅10,5}=282,9А$,

Расчетное экономическое сечение: $q\_{э.расч.}=\frac{I\_{норм}}{j\_{э}⋅К\_{у}}=\frac{282,9}{1,7⋅1,13}=147,3мм^{2}$, ближайшее стандартное сечение -150 мм2, но для него не выполняется условие I раб.ав< Iдоп , это условие выполняется для сечения 300 мм2.

коэффициент увеличения для схемы тремя трансформаторами корпуса № 4:

$К\_{у}=\sqrt{\frac{l\_{1}+l\_{2}+l\_{3}}{l\_{1}+\frac{4}{9}l\_{2}+\frac{1}{9}l\_{3}}}=\sqrt{\frac{430+90+90}{430+\frac{4}{9}⋅90+\frac{1}{9}⋅90}}=$ ((430+90+90)/(430+50))^0,5

где l1,l2,l3 – длина кабелей соответственно до ТП-1, ТП-2 и ТП-3 корпуса № 4 (длины кабелей – по ситуационному плану предприятия).

Выбираем термически стойкий кабель сечением q = 300 мм2.

Длительно допустимый ток кабеля:$I\_{доп.пер}=К\_{пер}⋅I\_{доп}=1,23⋅497=611,3А$,

Рабочий ток аварийного режима: $I\_{раб.ав}=2I\_{норм}=282,9=565,9А$,

Условие I раб.ав< Iдоп - выполняется.

Аналогично производится выбор сечения кабелей от ГПП до корпуса № 6. Данные расчета и выбора занесены в табл.11.

Для трех трансформаторной схемы корпусов №№ 6,3 коэффициент увеличения равен:

$К\_{у}=\sqrt{\frac{l\_{1}+l\_{2}+l\_{3}}{l\_{1}+\frac{4}{9}l\_{2}+\frac{1}{9}l\_{3}}}=\sqrt{\frac{180+90+360}{180+\frac{4}{9}⋅90+\frac{1}{9}⋅360}}=$ ((180+90+360)/(180+40+40))^0,5

Для всех кабельных линий выбираем кабель марки АПвПу – кабель с одной алюминиевой жилой (А), с изоляцией токоведущих жил из сшитого полиэтилена (Пв), в полиэтиленовой оболочке (П), усиленного исполнения (у). Сечение всех участков магистральных линий выбираем одинаковым.

Библиографический список

1. КонюховаЭлектроснабжение
2. Герасимов и Кузьмин. Электроснабжение предприятия - Красноярск, 2005
3. Правила устройства электроустановок. –7-е издание переработанное и дополненное, с изменениями. - М.: Главгосэнергонадзор России, 2006.