

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

**Т. В. Алферова, В. В. Бахмутская**

# **ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ АГРОПРОМЫШЛЕННОГО КОМПЛЕКСА**

**КУРС ЛЕКЦИЙ**

**по одноименной дисциплине для студентов  
специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение»,  
специализации 1-43 01 03 05 «Электроснабжение  
предприятий агропромышленного комплекса»  
дневной формы обучения**

**Гомель 2012**

УДК 631.371:621.311(075.8)  
ББК 40.71я73  
А53

*Рекомендовано научно-методическим советом  
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 4 от 27.12.2011 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Автоматизированный электропривод»  
ГГТУ им. П. О. Сухого *В. В. Тодарев*

- Алферова, Т. В.**  
А53      Электроснабжение предприятий агропромышленного комплекса : курс лекций по  
одноим. дисциплине для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение»,  
специализации 1-43 01 03 05 «Электроснабжение предприятий агропромышленного  
комплекса» днев. формы обучения / Т. В. Алферова, В. В. Бахмутская. – Гомель : ГГТУ  
им. П. О. Сухого, 2012. – 200 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ;  
32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat  
Reader. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

Изложены теоретические вопросы и методы проектирования сельских электрических сетей,  
приведены принципиальные схемы и источники электроснабжения; рассмотрены особенности  
сельских электрических линий и трансформаторных подстанций.

Для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение», специализации 1-43 01 03 05  
«Электроснабжение предприятий агропромышленного комплекса» дневной формы обучения.

УДК 631.371:621.311(075.8)  
ББК 40.71я73

© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2012

## ВВЕДЕНИЕ

Энергетическая система – основа электрификации сельского хозяйства. В нее входят линии электропередачи напряжением 0,38 – 110 кВ, общей протяженностью 2,3 млн. км, в том числе 290 тыс. км линий напряжением 35-110 кВ, 1184 тыс. км линий напряжением 10(6) кВ, 826 тыс. км линий напряжением 0,38 кВ и около 500 тыс. трансформаторных пунктов (ТП) 35-6/0,4 кВ.

Сельские сети характеризуются малой плотностью нагрузка ( $2-20 \text{ кВт/км}^2$ ) и исполнением в виде воздушных линий. Наиболее проблемные из них – воздушные линии (ВЛ) 10 кВ. Они радиальные, только половина из них имеет резервное питание по ВЛ 10 кВ от подстанций 110-35/10 кВ, протяженные (длина 1 ВЛ 10 кВ достигает 50-70 км), разветвленные (к одной ВЛ-10 кВ присоединено от 3 до 29 ТП-35-6/0,4 кВ), выполненные алюминиевыми проводами, имеющими невысокую прочность. В результате надежность ВЛ 10 кВ невысокая, перерывы в электроснабжении сельскохозяйственных потребителей обусловлены в значительной степени отказами ВЛ 10 кВ.

Наряду с развитием систем электроснабжения сельского хозяйства происходит их реконструкция. Часть воздушных линий 0,38 и 10 кВ с неизолированными проводами заменяют изолированными отечественных и зарубежных марок.

При реконструкции сетей внедряют средства повышения надежности электроснабжения сельских потребителей.

Среди сельских потребителей есть крупные, обеспечивающие производство сельскохозяйственной продукции на промышленной основе. Это птицефабрики, тепличные комбинаты по производству ранних овощей, животноводческие фермы и комплексы, овощехранилища, зернохранилища, оросительные системы и другие объекты с высокими требованиями к качеству электроэнергии и надежности электроснабжения.

Постоянно растет потребление электроэнергии на нужды предприятий службы быта и непосредственно в домах сельских жителей.

Электроснабжение производственных предприятий и населенных пунктов в сельской местности имеет свои особенности по сравнению с электроснабжением промышленности и городов. Главное из них – необходимость подводить электроэнергию к огромному числу сравнительно маломощных объектов, рассредоточенных по всей территории. В результате протяженность сетей (в расчете на единицу мощности потребителей) во много раз больше, чем в других отраслях,

а стоимость электроснабжения в сельском хозяйстве составляет до 75 % общей стоимости электрификации включая затраты на рабочие машины.

Все это показывает сложность проблемы электроснабжения сельского хозяйства. От ее рационального разрешения в значительной степени зависит экономическая эффективность применения электроэнергии в сельском хозяйстве и быту. При этом следует добиваться уменьшения стоимости электроэнергии при соблюдении ее качества и надежности подачи.

Важный показатель систем электроснабжения – надежность подачи электроэнергии. Для крупных сельскохозяйственных предприятий (животноводческих ферм, птицефабрик, тепличных комбинатов) всякое отключение – плановое (для ревизии и ремонта) и особенно внезапное, аварийное – наносит огромный ущерб потребителям и самой энергетической системе. Поэтому необходимо применять эффективные меры, обеспечивающие требуемый уровень надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

## Глава 1

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

### 1.1. Общие сведения

От электрических сетей в сельских районах обычно питается большое количество разнообразных потребителей электрической энергии, под которыми понимают приемник или группу приемников электрической энергии, объединенных технологическим процессом и размещенных на определенной территории. Приемником электрической энергии (электроприемником), в свою очередь, называют аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой ее вид.

В сельских районах находятся следующие потребители электрической энергии:

а) жилые дома колхозников, рабочих и служащих в сельских населенных пунктах и районных центрах;

б) больницы, школы, клубы, магазины, пекарни, прачечные и другие предприятия, обслуживающие население;

в) производственные потребители колхозов и совхозов (животноводческие фермы, зерноочистительные пункты, теплицы, хранилища сельскохозяйственной продукции, мельницы, гаражи, котельные и т. п.);

г) предприятия Госкомсельхозтехники, Межколхозстроя и других ведомств агропромышленного комплекса, хлебоприемные пункты, предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции (молокозаводы, консервные заводы, мясокомбинаты и т. п.);

д) прочие потребители, в числе которых могут быть промышленные предприятия и др.

В особую группу должны быть выделены крупные предприятия по производству сельскохозяйственной продукции на промышленной основе, в первую очередь животноводческие комплексы, птицефабрики и тепличные комбинаты. Схемы их электроснабжения отличаются от типовых схем в районах рассредоточенной сельскохозяйственной нагрузки и приближаются к соответствующим схемам для промышленных предприятий.

Для проектирования электрических линий, подстанций и станций необходимо знать нагрузки отдельных электроприемников и их групп.

Электрическая нагрузка в сельском хозяйстве, как и в других отраслях народного хозяйства, – величина непрерывно изменяющаяся: одни потребители включаются, другие отключаются. Мощность, потребляемая включенными электроприемниками, например электродвигателями, также изменяется с изменением загрузки приводимых в действие рабочих машин. Кроме того, с течением времени общая нагрузка непрерывно увеличивается, так как растет степень электрификации сельскохозяйственного производства и быта сельского населения.

Эти изменения, как правило, носят случайный характер, однако они подчиняются вероятностным законам, которые могут быть установлены с тем большей точностью, чем больше опытных данных было использовано при их определении.

Таким образом, обстоятельное изучение электрических нагрузок в сельском хозяйстве – сложная самостоятельная задача. В настоящем курсе эта задача рассматривается частично и сводится в первую очередь к определению расчетных нагрузок, то есть наибольших значений полной мощности на вводе к потребителю или в электрической сети за промежуток времени 0,5 ч в конце расчетного периода. Различают дневной  $S_{д}$  и вечерний  $S_{в}$  максимумы нагрузок потребителя или группы потребителей.

За расчетный период принимают время, истекшее с момента ввода установки в эксплуатацию до достижения нагрузкой расчетного значения. В сельских электроустановках продолжительность такого периода принимают равной 5...10 годам. Необходимо также знать коэффициент мощности расчетных нагрузок.

Для распространенных в сельском хозяйстве электроприемников показатели нагрузки, интересующие специалистов по электрообеспечению, определяют по нормативам, которые приводятся ниже. При составлении типовых проектов и при определении нагрузок, данные по которым отсутствуют в типовой методике, используют реальные графики электрической нагрузки объекта.

Графиком нагрузки называется зависимость активной  $P$ , реактивной  $Q$  или полной  $S$  мощности нагрузки от времени. Графики нагрузки могут быть суточными и годовыми.

В большинстве случаев в разные периоды года суточные графики нагрузки отличаются друг от друга. Особенно значительно изменяется в средних и северных широтах осветительная нагрузка вследствие изменения продолжительности светового дня. При расчетах часто ограничиваются двумя характерными суточными графиками для зимнего (рис. 1.1, а) и для летнего (рис. 1.1, б) дня.

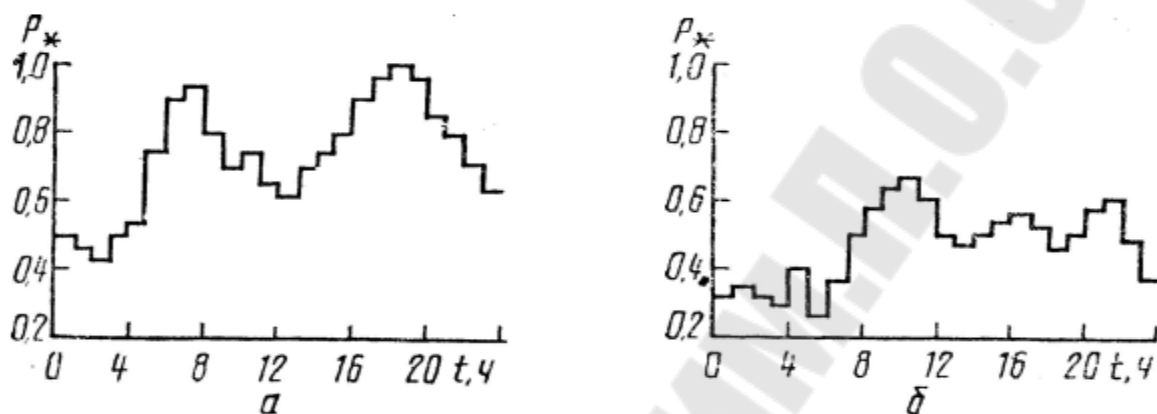


Рис. 1.1. Суточный график нагрузки: а – для зимнего дня; б – для летнего дня

Годовой график (рис. 1.2) – это изменение по месяцам года максимальной получасовой нагрузки. Он характеризует колебания расчетной мощности объекта в течение года.

Для практических целей удобен годовой график нагрузки по продолжительности (рис. 1.3). На этом графике по оси абсцисс откладывается время (в году 8760 ч), а по оси ординат – минимальная нагрузка, которая соответствует этому времени. Годовой график по продолжительности составляют на основе суточных графиков за все дни года.

С достаточной точностью годовой график по продолжительности можно построить, пользуясь суточными графиками только для двух дней в году — зимнего и летнего. Делают это следующим образом. Пусть рисунок 1.4, а представляет собой суточный график нагрузки зимнего, а рисунок 1.4, б – летнего дня. Проводят на графиках пунктирные прямые, соответствующие нагрузкам  $P_1, P_2, \dots, P_n$ . Для каждого суточного графика можно определить, сколько часов действует данная нагрузка  $P_i$  или большая ее:  $t_{1\text{зим}}, t_{1\text{л}}, t_{2\text{зим}}, t_{2\text{л}}, \dots, t_{n\text{зим}}, t_{n\text{л}}$ .

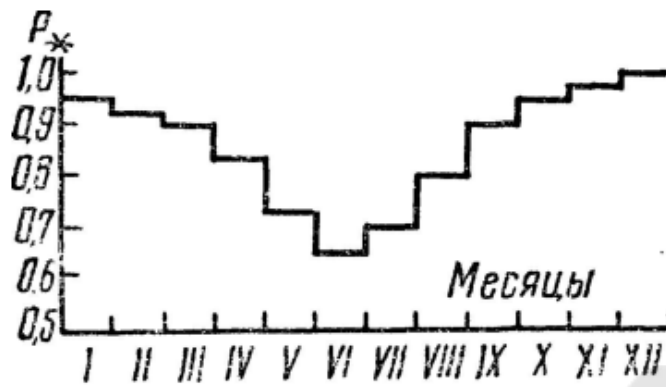


Рис. 1.2. Годовой график нагрузки

Если теперь предположить, что сельские потребители в среднем в течение года работают 200 дней по зимнему графику и 165 дней по летнему, то продолжительность действия нагрузок  $P_1, P_2, \dots, P_n$  и больших их в течение года определится так:

$$t_1 = 200 \cdot t_{1\text{зим}} + 165 \cdot t_{1\text{л}};$$

$$t_2 = 200 \cdot t_{2\text{зим}} + 165 \cdot t_{2\text{л}};$$

...

$$t_n = 200 \cdot t_{n\text{зим}} + 165 \cdot t_{n\text{л}}.$$

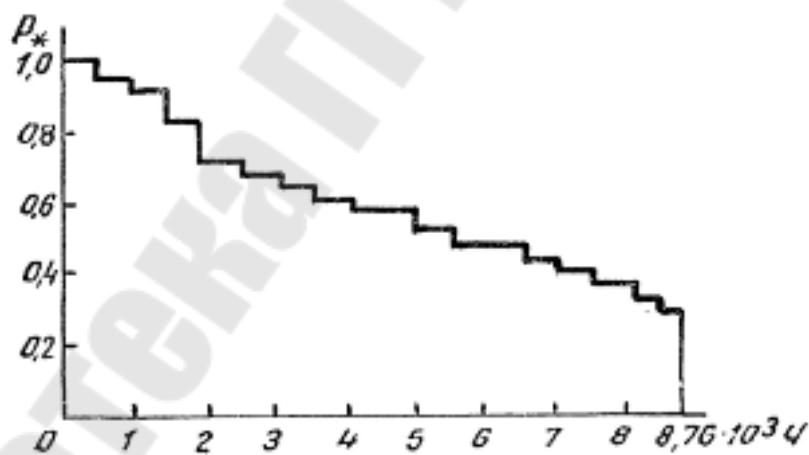


Рис. 1.3. Годовой график по продолжительности



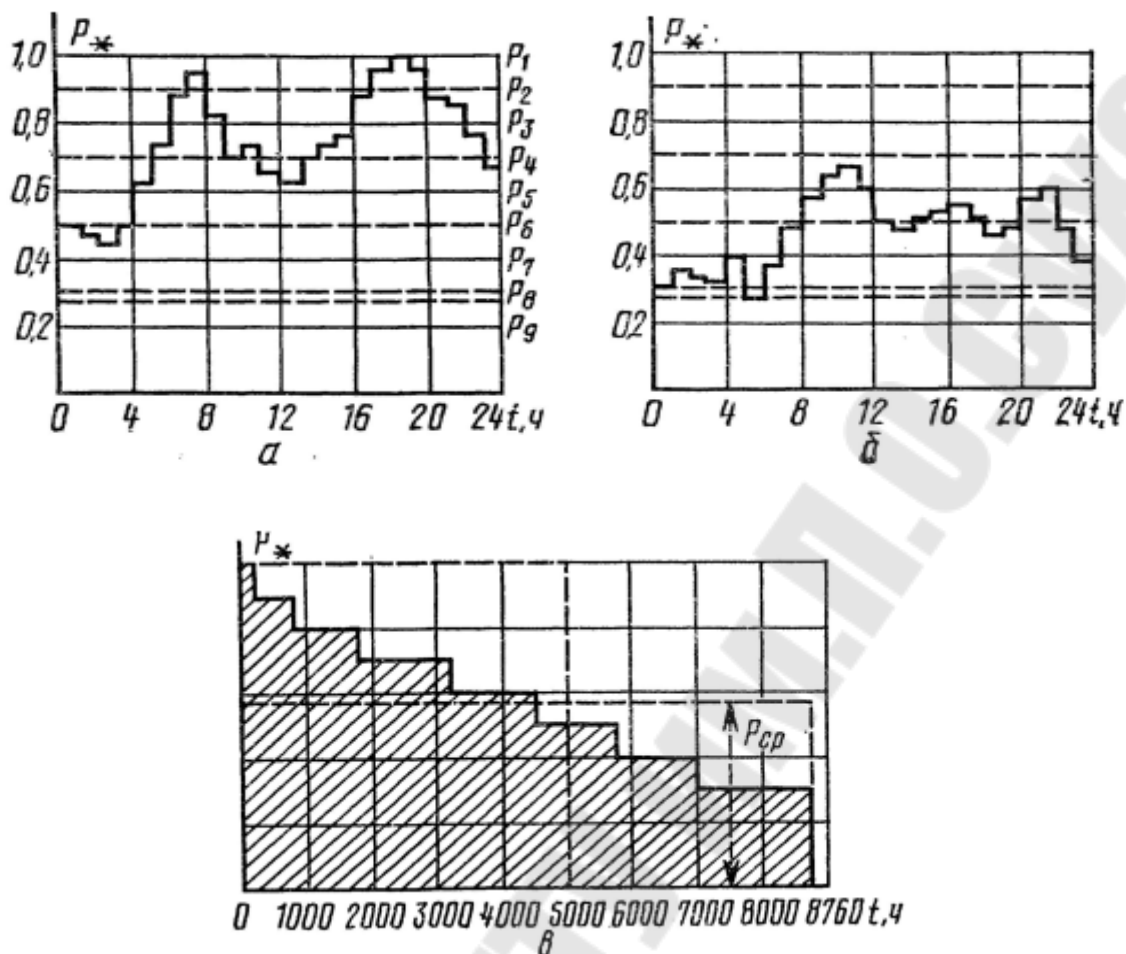


Рис. 1.4. Построение годового графика по продолжительности по суточным графикам зимнего и летнего дней

Откладывая соответствующие точки в системе координат  $P, t$  и соединяя их, получаем годовой график по продолжительности (рис. 1.4, в). На этом графике  $P_{cp}$  – средняя годовая мощность, которая равна количеству энергии  $W$ , переданной за год (то есть площади годового графика по продолжительности), деленной на полное число часов в году – 8760.

Имея графики нагрузки объекта, можно определить все величины, необходимые для проектирования системы электроснабжения.

Для определения расчетной нагрузки на графике берут участок, где в течение не менее получаса мощность наибольшая. В тех случаях, когда максимум нагрузки на графике длится менее получаса, эквивалентную мощность определяют по формуле

$$P_{э\text{кв}} = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + \dots + P_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (1.1)$$

где  $P_1, P_2, \dots, P_n$  – наибольшие нагрузки;  $t_1, t_2, \dots, t_n$  – продолжительность действия нагрузок.

Для того чтобы найти расчетную нагрузку, выраженную полной мощностью  $S$ , необходимо знать коэффициент мощности нагрузки  $\cos \varphi_{\text{экв}}$  в период ее максимума:

$$S_{\text{экв}} = P_{\text{экв}} / \cos \varphi_{\text{экв}} . \quad (1.2)$$

Расчетную нагрузку определяют в дневное и в вечернее время отдельно.

Имея годовой график нагрузки объекта по продолжительности, можно определить время использования максимальной нагрузки  $T$  по формуле

$$T = \frac{\int_0^{8760} P dt}{P_{\text{расч}}} . \quad (1.3)$$

Зная расчетную нагрузку и время использования максимальной нагрузки, легко найти энергию, потребляемую объектом в течение года:

$$W = P_{\text{расч}} \cdot T . \quad (1.4)$$

Знание этой величины необходимо при выполнении технико-экономических расчетов.

Очевидно, что чем больше значение  $T$ , тем лучше используется электроснабжающая установка. В пределе при нагрузке, неизменной в течение всего года и равной расчетной,  $T = 8760$  ч. В сельском хозяйстве нагрузка в течение суток и года меняется очень сильно и обычно значение  $T$  находится в пределах от 900 до 3400 ч.

Для всякого потребителя электроэнергии характерна его установленная (или номинальная) мощность  $S_{\text{уст}}$ , указанная в паспорте электрической лампы, электродвигателя или другой установки. Учитывается также присоединенная мощность, то есть мощность, которую потребляет из сети электроприемник при полной его нагрузке. Для всех электроприемников, кроме электродвигателей, присоединенная мощность  $S_{\text{пр}}$  равна установленной. Для электродвигателей

$$S_{\text{пр}} = P_{\text{уст}} \cdot k_3 / (\eta \cos \varphi) ,$$

где  $\eta$  – КПД электродвигателя;

$k_3$  – коэффициент загрузки рабочей машины, включающий каталожную неувязку, то есть превышение номинальной мощности электродвигателя над максимальной мощностью, потребляемой рабочей машиной.

При большом числе электроприемников они обычно одновременно не работают. Поэтому расчетную мощность на вводе в помещения определяют как арифметическую сумму присоединенных мощностей электроприемников, умноженную на коэффициент одновременности  $k_0 \leq 1$ . Коэффициентом одновременности называют отношение расчетной нагрузки группы из нескольких электроприемников к сумме их максимальных нагрузок.

Точные способы определения нагрузок требуют значительного количества исходных данных и большой вычислительной работы. Поэтому на практике широко используют приближенные методы, которые позволяют сравнительно быстро находить нужные величины с погрешностью, обычно не превышающей  $\pm 10\%$ . Следует отметить, что для многих задач большая точность и не требуется, так как средний интервал между ближайшими стандартными сечениями проводов или ступенями мощности трансформаторов более чем в 2 раза превышает  $\pm 10\%$ .

## **1.2. Простейшие вероятностно-статистические модели определения расчетных нагрузок**

Как уже отмечалось, с течением времени по разным причинам непрерывно изменяются потребляемые электроприемниками активные и реактивные мощности. Отдельные приемники включаются и отключаются в соответствии с технологическим режимом работы предприятий, укладом жизни населения, изменением естественной освещенности. В зависимости от особенностей конкретного производственного процесса могут меняться механические нагрузки на валу электродвигателей. Вследствие различных факторов не остается постоянным напряжение на зажимах приемников. Наконец, изменяются число присоединенных к сети приемников и их мощности. Поэтому в каждый момент или период времени электрическая нагрузка представляет собой случайную или, точнее, неопределенную величину, значение которой теми или другими методами можно предсказать с достаточной для практических целей точностью.

Значения электрических нагрузок используют в качестве исходных данных при решении всех основных задач расчета систем электроснабжения. Эти значения существенно влияют на технико-экономические показатели электрических станций и сетей. Поэтому определение электрических нагрузок всегда было одной из центральных задач проектирования и эксплуатации электроэнергетических систем.

На первых этапах электрификации сельского хозяйства электроснабжение сельскохозяйственных потребителей осуществлялось главным образом от малочисленных электростанций небольшой мощности и затраты на электрификацию были сравнительно невелики. Соответственно упрощенными были и методы определения расчетных нагрузок. Их значения обычно принимались по нормативам, которым, как правило, не доставало статистического обоснования.

По мере развития сельской электрификации основным источником электроснабжения сельских районов стали районные энергосистемы. Общая протяженность сельских электрических сетей превысила 3,8 млн. км. Таким образом, резко возрастает массовость применения технических решений, выбираемых по данным о расчетных нагрузках, увеличиваются затраты на системы электроснабжения и соответственно растут требования к точности определения нагрузок. Эта точность может быть повышена путем создания адекватных математических моделей процесса изменения нагрузок во времени и достаточно полного информационного обеспечения этих моделей.

Напомним, что моделью исследуемого объекта называют систему (мысленно представляемую или материально реализованную), которая, отображая или воспроизводя реальный объект, способна замещать его так, что изучение модели дает искомую информацию об объекте.

В данном случае речь идет о том, что для реального процесса изменения электрических нагрузок сельскохозяйственного объекта, линии или трансформаторной подстанции находят подходящую математическую форму или модель, расчеты по которой позволяют определить интересующие нас параметры реального процесса.

В последние годы в сельскохозяйственной электроэнергетике, как и в других отраслях народного хозяйства, широко применяют вероятностно-статистические методы определения расчетных нагрузок. Реальный процесс изменения электрических нагрузок в общем случае рассматривают как нестационарный случайный процесс, в котором

можно различить повторяющиеся суточные, недельные и годовые циклы. В свою очередь, изменение нагрузок в течение каждого цикла также считают нестационарным случайным процессом, который, однако, в отдельные периоды можно представить как стационарный. Такими периодами, например, являются часы максимальных и минимальных нагрузок суточного графика, рассматриваемого как одна из реализаций случайного процесса. Указанные положения легли в основу ряда простых, но достаточно надежных вероятностно-статистических моделей, используемых для определения расчетных значений электрических нагрузок.

Пусть, например, требуется определить максимальную нагрузку сельской электрической линии, к которой присоединена группа электроприемников равной мощности, имеющих одну и ту же вероятность включения каждого из них в часы максимальной нагрузки. При достаточно большом количестве наблюдений эта вероятность  $p$  равна отношению времени  $t_1$  в течение которого электроприемник включен в часы максимальной нагрузки, к общему времени максимальной нагрузки  $t$ :  $p = t_1/t$ .

При взаимной независимости отдельных приемников и одинаковой вероятности их включения распределение числа включенных приемников является биномиальным. Если к линии присоединено  $t$  приемников, то вероятность включения  $n$  из них составляет:

$$P_m^n = C_m^n p^n q^{m-n}, \quad (1.5)$$

где  $q = 1 - p$ , а  $C_m^n$  – число сочетаний из  $m$  по  $n$ :

$$C_m^n = \frac{m!}{n!(m-n)!}. \quad (1.6)$$

Математическое ожидание нагрузки:

$$M(S) = M = m \cdot p \cdot s_0, \quad (1.7)$$

где  $s_0$  – единичная мощность приемника.

Среднее квадратическое отклонение

$$\sigma(S) = \sigma = \sqrt{m \cdot p \cdot q \cdot s_0}. \quad (1.8)$$

При достаточно большом числе  $t$  в группе, что обычно бывает, закон распределения нагрузки можно считать нормальным. Тогда функцию распределения нагрузки можно записать так:

$$F(S) = 1 / \sigma \sqrt{2\pi} \int_{-\infty}^S e^{-(S-M)^2 / (2\sigma^2)} dS. \quad (1.9)$$

Как известно, значение среднего квадратического отклонения можно рассматривать как оценку отклонения случайной величины от ее математического ожидания. Для определения расчетного значения нагрузки можно воспользоваться формулой:

$$S_p = M + \beta \sigma, \quad (1.10)$$

где величина  $P$  по существу представляет собой коэффициент надежности расчета и определяет вероятность, с которой случайные значения нагрузки останутся меньшими принятого расчетного значения  $S_p$ . При определении расчетных нагрузок обычно принимают, что  $\beta = 2 \dots 3$ . При нормальном распределении коэффициенту  $\beta = 3$  соответствует вероятность непревышения расчетной нагрузки 99,87 %, а коэффициенту  $\beta = 2$  – вероятность 97,7%.

Выше мы определили расчетную нагрузку линии, считая известными в часы максимальной нагрузки число присоединенных к линии электроприемников и вероятность включения каждого из них. Возможен и несколько иной подход к задаче, основанный непосредственно на обработке суточных графиков нагрузки.

Вновь будем считать стационарными процессы изменения нагрузок в период вечернего (или дневного) максимума. Пусть известны результаты  $n$  измерений нагрузок в вечерние (дневные) часы ряда суток одного и того же сезона. Обычно эти результаты представляют в виде ряда последовательных значений нагрузки  $S_i$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ), осредненных за соответствующие получасовые интервалы.

Найдем для полученной последовательности математическое ожидание нагрузки (в часы максимума) и среднее квадратическое отклонение:

$$M(S) = \bar{S} = \sum_{i=1}^n S_i / n; \quad (1.11)$$

$$\sigma(S) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (S_i - \bar{S})^2 / (n - 1)}. \quad (1.12)$$

Закон распределения нагрузки по-прежнему является нормальным, и для соответствующей функции распределения справедливо

выражение (1.9). Расчетную нагрузку по аналогии с (1.10) можно найти по формуле

$$S_p = \bar{S} + \beta\sigma(S). \quad (1.13)$$

### 1.3. Определение расчетных нагрузок электрических сетей при помощи коэффициентов одновременности

Если по каким-либо причинам расчетные нагрузки определяют без применения ЭВМ, то используют несколько иную методику расчета. Исходными данными при этом служат значения расчетных нагрузок на вводах потребителей и коэффициентов одновременности, принимаемых по специальным таблицам в зависимости от числа электроприемников. Напомним, что коэффициентом одновременности называют отношение расчетной нагрузки группы из нескольких электроприемников к сумме их максимальных нагрузок. Нагрузки, как правило, определяют отдельно для режимов дневного и вечернего максимумов. Если от сети питаются только производственные потребители, расчет можно выполнять лишь для дневных часов. Если же потребители только бытовые, можно рассчитывать лишь вечерний режим.

Для упрощения расчетов используют коэффициенты дневного и вечернего максимумов  $K_d$  и  $K_v$ . Для производственных потребителей их принимают равными  $K_d = 1$ ,  $K_v = 0,6$ ; для бытовых потребителей без электроплит  $K_d = 0,3 \dots 0,4$ ,  $K_v = 1$ , а с электроплитами  $K_d = 0,6$ ,  $K_v = 1$ ; для смешанной нагрузки  $K_d = K_v = 1$ .

Линии напряжением 0,38 кВ и трансформаторные подстанции напряжением 6...35/0,38 кВ. Нагрузки этих элементов сети складываются из нагрузок жилых домов, общественных и коммунальных учреждений и производственных потребителей, а также нагрузки уличного и наружного освещения.

Сельским жилым домом считают многоквартирный дом или квартиру в многоквартирном доме, имеющие отдельный счетчик электроэнергии.

Обработка многочисленных статистических данных подтвердила наличие корреляционной зависимости между годовым потреблением электроэнергии в жилом доме и максимальной нагрузкой на его вводе. Поэтому расчетную нагрузку на вводе в жилой дом можно определить по рисунку 1.5. Данные о существующем уровне электропотребления, как правило, есть за минувший год, а сеть вводится в экс-

платацию не ранее чем через год после составления проекта. Поэтому при проектировании расчетным считают 12-й год при десятилетнем расчетном периоде и 7-й год – при пятилетнем.

Если к концу расчетного периода населенный пункт предполагается газифицировать, то полученные по рисунку 1.5 нагрузки уменьшают на 20 %.

Для вновь электрифицируемых населенных пунктов, а также при отсутствии сведений об электропотреблении домов принимают следующие значения расчетных нагрузок на вводах в жилые дома:

а) в газифицированных населенных пунктах преимущественно старой застройки (более 60 % домов построено более 20 лет назад) – 1,5 кВт, а новой застройки – 1,8 кВт;

б) в негазифицированных пунктах преимущественно старой застройки – 1,8 кВт, новой застройки – 2,2 кВт;

в) для вновь строящихся благоустроенных квартир в городах, поселках городского типа, поселках при крупных животноводческих и других комплексах с газификацией – 4 кВт, без газификации – 5 кВт.

Расчетные нагрузки жилых домов с электроплитами принимают равными 6 кВт, с электроплитами и водонагревателями – 7,5 кВт. При наличии бытовых кондиционеров расчетные нагрузки увеличивают на 1 кВт.



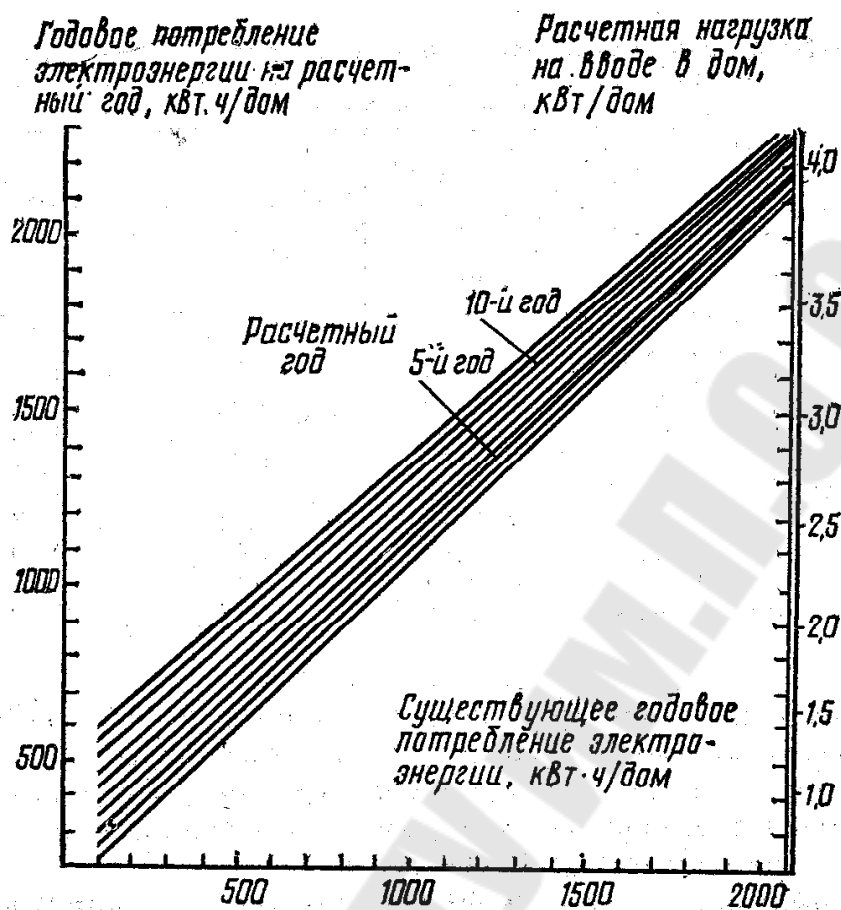


Рис. 1.5. Зависимость расчетной нагрузки на вводе в сельский дом и перспективного потребления электроэнергии от существующего уровня электропотребления

Максимальные нагрузки на вводах производственных потребителей, общественных учреждений и коммунальных предприятий принимают по [ ].

Таблица 1.1

## Коэффициенты одновременности в сетях 0,38 кВ

Число потребителей	Коэффициенты одновременности для			
	жилых домов с нагрузкой на вводе		жилых домов с электроплитами и водонагревателями	производственных потребителей
	до 2 кВт/дом	свыше 2 кВт/дом		
2	0,76	0,75	0,73	0,85
3	0,66	0,64	0,62	0,80
5	0,55	0,53	0,50	0,75
10	0,44	0,42	0,38	0,65
20	0,37	0,34	0,29	0,55
50	0,30	0,27	0,22	0,47
100	0,26	0,24	0,17	0,40
200	0,24	0,20	0,15	0,35
500 и более	0,22	0,18	0,12	0,30

Нагрузки уличного освещения принимают по соответствующим нормам. В зависимости от типа покрытия и ширины проезжей части дорог и улиц удельная мощность осветительных установок при средней освещенности от 1 до 4 лк составляет от 3 до 13 Вт на 1 м.

Нормативы нагрузки наружного освещения территории хозяйственных дворов составляют 250 Вт на одно помещение и 3 Вт на 1 м длины периметра двора, а для общественных и торговых центров – 0,5 Вт на 1 м<sup>2</sup> площади.

Дневную и вечернюю расчетные нагрузки группы однородных потребителей на участках ВЛ 0,38 кВ определяют по формулам:

$$P_{д} = k_0 \sum P_{д_i} ; \quad (1.14)$$

$$P_{в} = k_0 \sum P_{в_i} , \quad (1.15)$$

где  $P_i$  – суммируемые мощности отдельных потребителей;  $k_0$  – коэффициент одновременности (табл. 1.5).

Индекс «д» относится к дневному режиму, а индекс «в» – к вечернему.

Если нагрузки потребителей в группе отличаются по значению более, чем в четыре раза, их суммируют при помощи таблицы 1.6, в которой  $P_{м}$  – меньшая из слагаемых нагрузок, а  $P_{доб}$  – добавка к большей слагаемой нагрузки. Тогда

$$P = P_{б} + P_{доб} ,$$

где  $P_6$  – большая из нагрузок

Таблицей 1.2 пользуются и для определения суммарной расчетной нагрузки на участках сети с жилыми домами, общественными и коммунальными учреждениями и производственными потребителями. Предварительно расчетные нагрузки каждой группы в зависимости от числа потребителей в них находят при помощи соответствующих коэффициентов одновременности.

Этим же способом можно определить расчетную нагрузку на шинах ТП.

Значения полных мощностей на участках сети 0,38 кВ определяют по формуле:

$$S = P / \cos \varphi$$

Таблица 1.2

Суммирование нагрузок в сетях 0,38 кВ

$P_M$	$P_{доб}$	$P_M$	$P_{доб}$	$P_M$	$P_{доб}$
0,2	+0,2	22	+ 13,8	130	+ 92
0,4	+0,3	24	+ 15,0	140	+ 100
0,6	+0,4	26	+ 16,4	150	+ 108
0,8	+0,5	28	+ 17,7	160	+ 116
1	+0,6	30	+ 19,0	170	+ 123
2	+ 1,2	32	+20,4	180	+ 130
3	+ 1,8	35	+22,8	190	+ 140
4	+2,4	40	+26,5	200	+ 150
5	+3,0	45	+30,2	210	+ 158
6	+3,6	50	+34,0	220	+166
7	+4,2	55	+37,5	230	+174
8	+4,8	60	+41,0	240	+182
9	+5,4	65	+44,5	250	+190
10	+6,0	75	+48,0	260	+198
12	+7,3	80	+55,0	270	+206
14	+8,5	90	62,0	280	+214
16	+9,8	100	69,0	290	+222
18	+11,2	110	76	300	+230
20	+12,5	120	84		

где значения  $\cos \varphi$  принимают по таблице 1.3.

Годовое потребление электроэнергии на шинах трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ можно определить по формуле:

$$W_{год} = P_{max} \cdot T, \quad (1.17)$$

где  $T$  – число часов использования максимальной нагрузки (табл. 1.4).

Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий иногда осуществляют от трансформаторных подстанций сравнительно небольшой мощности, и поэтому при пуске асинхронных двигателей мощностью 10 кВт и более (особенно при тяжелых условиях пуска) может потребоваться специальная проверка.

Таблица 1.7

**Коэффициенты мощности сельскохозяйственных потребителей и трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ**

Потребители, трансформаторные подстанции	Коэффициент мощности $\cos\varphi$ и коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ в максимум нагрузки			
	дневной		вечерний	
	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
Животноводческие и птицеводческие помещения	0,75	0,88	0,85	0,62
То же с электрообогревом	0,92	0,43	0,95	0,29
Отопление и вентиляция животноводческих помещений	0,99	0,15	0,99	0,15
Кормоцехи	0,75	0,88	0,78	0,8
Зерноочистительные тока, зернохранилища	0,7	1,02	0,75	0,88
Установки орошения и дренажа почвы	0,8	0,75	0,8	0,75
Парники и теплицы на электрообогреве	0,92	0,43	0,96	0,29
Мастерские, тракторные станы, гаражи	0,7	1,02	0,75	0,88
Мельницы, маслобойки	0,8	0,75	0,85	0,62
Цехи по переработке сельскохозяйственной продукции	0,75	0,88	0,8	0,75
Общественные учреждения и коммунальные предприятия	0,85	0,62	0,9	0,48
Жилые дома без электроплит	0,9	0,48	0,93	0,4
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,92	0,43	0,96	0,29
Трансформаторные подстанции напряжением 10/0,4 кВ с нагрузкой:				
производственной	0,7	1,02	0,75	0,88
коммунально-бытовой	0,9	0,48	0,92	0,43
смешанной	0,8	0,75	0,83	0,67

Таблица 1.4

**Зависимость годового числа часов использования максимума  
от расчетной нагрузки**

Расчетная нагрузка, кВт	Число часов использования максимума ( <i>T</i> ) при нагрузке		
	коммунально-бытовой	производственной	смешанной
До 10	900	1100	1300
10...20	1200	1500	1700
20...50	1600	2000	2200
50...100	2000	2500	2800
100...250	2350	2700	3200
Более 250	2600	2800	3400

В таблице 1.5 приведены наибольшие мощности двигателей на сельскохозяйственных предприятиях.

Таблица 1.5

**Наибольшие мощности двигателей на сельскохозяйственных  
предприятиях**

Объект	Наибольшая мощность (двигателя (свыше 10 кВт), кВт)
Кормоцех для свинофермы	22 ... 30
Оборудование для прессования кормов	110 ... 250
Оборудование для гранулирования травяной муки	45 ... 75
Агрегат для приготовления травяной муки	30 ... 160
Дробилка кормов	30 ... 40
Измельчитель грубых кормов	22 ... 150
Комбикормовый завод	75
Холодильник для хранения фруктов	13 ... 40
Семеновохранилище	22
Лесопильный цех с пилорамой	22 ... 30
Мельница	10 ... 22
Приемный пункт молокозавода	14 ... 30
Кирпичный завод	20

Способ определения расчетных нагрузок ТП зависит от вида полученных результатов измерений, характера нагрузки ТП и т. д. Расчетные нагрузки существующих ТП 10/0,4 кВ в конце расчетного периода определяют по формуле:

$$P = P_{\text{изм}} k_p$$

где  $P_{\text{изм}}$  – существующая нагрузка ТП по результатам измерений;  
 $k_p$  – коэффициент роста нагрузки (табл. 1.6).

Таблица 1.6

**Коэффициенты роста нагрузок ТП 10/0,4 кВ**

Вид нагрузки	Расчетный год			
	5	7	10	12
Коммунально–бытовая	1,2	1,3	1,8	2,0
Производственная	1,3	1,4	2,1	2,4
Смешанная и несельскохозяйственная	1,3	1,4	2,0	2,2

Для животноводческих комплексов, работающих с проектной мощностью, и неперспективных населенных пунктов коэффициент роста принимают равным 1.

Расчетные нагрузки вновь вводимых потребителей принимают по данным проектов. Если для ТП имеются данные лишь о годовом потреблении энергии, расчетную нагрузку определяют по данным о числе часов использования максимальной нагрузки (табл. 1.4).

Если измерена максимальная токовая нагрузка, то расчетную активную мощность определяют по формуле:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi = 0,66 \cdot I \cdot \cos \varphi,$$

где  $I$  – измеренная токовая нагрузка, А.

Коэффициент мощности принимают по результатам измерений или по данным таблицы 1.3.

**Линии напряжением 6...110 кВ и трансформаторные подстанции напряжением 110...35/6...10 кВ.** Расчетные нагрузки участков распределительных сетей напряжением 6...35 кВ определяют по тем же формулам, что и в сетях 38 кВ. Но при этом пользуются следующими значениями коэффициентов одновременности.

Число ТП	2	3	5	10	20	25 и более
Коэффициент одновременности	0,9	0,85	0,8	0,75	0,70	0,65

Расчетные нагрузки питающих линий напряжением 35 и 110 кВ, а также трансформаторных подстанций 110/35 кВ определяют суммированием расчетных нагрузок подстанций 35/10 кВ (или линий 35 кВ) со следующими коэффициентами одновременности: при двух подстанциях или линиях – 0,97, при трех – 0,95, при четырех и более – 0,9.

Если нагрузки отдельных подстанций или линий в сетях с напряжением 6...35 кВ отличаются по значению более чем в 4 раза, их

суммируют, пользуясь таблицей 1.7, в которой,  $P_m$  – меньшая из слагаемых нагрузок, а  $P_{доб}$  – добавка большей из нагрузок.

В сельском хозяйстве широко распространены сезонные потребители, которые потребляют электроэнергию не круглый год, а по сезонам: летом и осенью – зернотока и пункты по переработке овощей, фруктов и технических культур; зимой и весной – теплицы и парники; весной, и кии и осенью – орошение и т. д. Если в зоне электроснабжения такие потребители есть, то расчетные нагрузки определяют с учетом коэффициентов сезонности в соответствии с таблицей 1.8.

Таблица 1.11

**Суммирование нагрузок в сетях 6 ... 35 кВ**

$P_m$	$P_{доб}$	$P_m$	$P_{доб}$	$P_m$	$P_{доб}$
1	+0,6	130	+98	480	+382
2	+1,2	140	+106	500	+400
4	+2,5	150	+115	520	+416
6	+3,7	160	+123	540	+432
8	+5,0	170	+131	560	+448
10	+6,3	180	+139	580	+465
15	+9,7	190	+147	600	+483
20	+13,0	200	+155	650	+525
25	+16,5	220	+170	700	+570
30	+20,4	240	+186	750	+610
35	+24,4	260	+204	800	+650
40	+28,4	280	+220	850	+695
45	+32,4	300	+235	900	+740
50	+36,5	320	+251	950	+785
60	+44,0	340	+267	1000	+830
70	+52,0	360	+283	1100	+918
80	+59,5	380	+299	1200	+1005
90	+67,0	400	+315	1300	+1093
100	+74,5	420	+332	1400	+1182
120	+82	440	+348	1500	+1270
120	+90	460	+365		

Таблица 1.8

**Коэффициенты сезонности сельскохозяйственных потребителей**

Потребители	Коэффициенты сезонности для			
	зимы	весны	лета	осени
Обычные	1	0,8	0,7	0,9
Орошение	0,0...0,1	0,3...0,5	1	0,2...0,5
Парники и теплицы с электрообогревом	0,3	1	0	0
Осеннее-летние потребители	0,2	0	1	1

Если весной суммарная расчетная нагрузка сезонных потребителей составляет более 20 % мощности остальных потребителей, летом – более 30 % и осенью – более 10 %, то нагрузку рассчитывают не только для зимнего сезона, но и для других сезонов.

Для расчета сетей напряжением 10...110 кВ необходимо знать значения полных мощностей на участках и, следовательно, соответствующие коэффициенты мощности. Эти величины определяют по кривым рис. 1.6 в зависимости от отношения расчетной нагрузки производственных потребителей  $P_{\text{п}}$  к общей расчетной нагрузке  $P_0$ :

$$P_0 = P_{\text{п}} + P_{\text{кб}}, \quad (1.18)$$

где  $P_{\text{кб}}$  – расчетная нагрузка коммунально-бытовых потребителей.

В свою очередь, значения  $P_{\text{п}}$  и  $P_{\text{кб}}$  получают по результатам расчетов нагрузок трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ и 110...35/10 кВ.

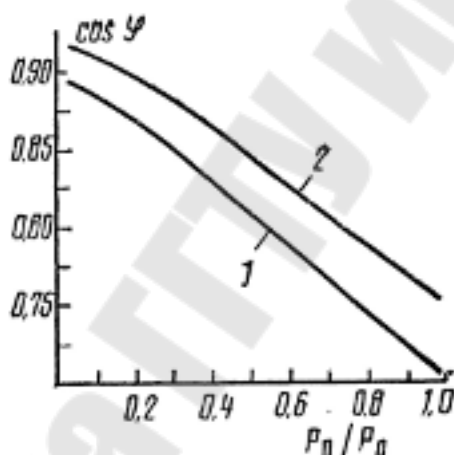


Рис. 1.7. Зависимости коэффициента мощности от доли производственной нагрузки: 1 – в дневной максимум; 2 – в вечерний максимум

#### 1.4. Прогнозирование электропотребления и коэффициента роста нагрузок

Прогнозы электропотребления в сельских районах необходимы для составления перспективных энергетических балансов страны. Данные прогнозов электропотребления используют также для определения расчетных нагрузок при разработке схем перспективного развития электрических сетей напряжением 35...110 кВ.

Определять перспективные нагрузки на 15...20 лет – чрезвычайно сложная задача. При ее решении необходимо учитывать многочис-



ленные факторы, влияющие на расширение сельской электрификации. Должен быть прежде всего учтен намеченный уровень электрификации стационарных, особенно тепловых, и мобильных процессов. Необходимо исходить из предполагаемых капиталовложений и роста фондовооруженности в сельском хозяйстве, темпов роста электропотребления, экономических и климатических особенностей данной зоны.

Порядок ожидаемого значения электропотребления и электрических нагрузок на 15...20 лет вперед можно приблизительно оценить, исходя из достигнутого уровня по сложным процентам. При этом на данном этапе, учитывая сложившиеся темпы роста сельской электрификации, можно исходить из среднего ежегодного прироста производственного электропотребления порядка 5...6 %, а коммунально-бытового – 3...5 %.

Для прогнозирования электропотребления можно также использовать имеющиеся в каждом регионе данные о годовом потреблении энергии в сельском хозяйстве за последние 20...25 лет. Такой ряд данных называют временным рядом.

Временные ряды электропотребления могут быть использованы для его прогнозирования двумя способами. По первому способу, имея, помимо данных об электропотреблении, сведения о других показателях сельскохозяйственного производства, можно для рассматриваемого региона установить удельные нормативы электропотребления на гектар пашни, на одного работника, на единицу продукции и т. п. Если на период прогноза известны соответствующие показатели, то с учетом динамики самих нормативов появляется возможность выполнить прогноз электропотребления.

Другой способ заключается в непосредственной экстраполяции временного ряда электропотребления. Такая экстраполяция может быть выполнена несколькими методами, выбор которых определяется длиной известного временного ряда, сроком прогнозирования, наличием дополнительной информации о характере изменения электропотребления и другими факторами.

Наиболее простые из этих методов заключаются в том, что временной ряд аппроксимируют некоторой функцией времени, например полиномом второй степени (параболой):

$$W_t = a + bt + ct^2, \quad (1.19)$$

где  $a$ ,  $b$ ,  $c$  – коэффициенты, которые можно определить по методу наименьших квадратов на основе данных временного ряда.

Опыт проектирования показал, что для долгосрочного (на срок до 30 лет) прогнозирования электропотребления целесообразно использовать так называемые *S*-образные функции:

$$W(t) = \frac{a}{1 + be^{-ct}}; \quad (1.20)$$

$$W(t) = ae^{-be^{ket}}, \quad (1.21)$$

где *a*, *b*, *c* и *k* – также постоянные коэффициенты, которые вычисляют по методу наименьших квадратов, а *e* – основание натуральных логарифмов.

При использовании *S*-образных кривых следует отдельно выполнять расчеты для электропотребления в сельскохозяйственном производстве и для коммунально-бытового потребления электроэнергии сельским населением, так как характер изменения во времени этих двух видов потребления различен.

Как уже отмечалось, помимо конкретных проектов электроснабжения сельских районов, проектные организации систематически разрабатывают для крупных регионов (область, край, республика) схемы перспективного развития электрических сетей напряжением 35...110 кВ. В этих схемах рассматриваются принципиальные вопросы развития указанных сетей и намечаются наилучшие варианты реконструкции существующих и строительства новых электрических линий и подстанций.

В схемах расчетные нагрузки на шинах 10 кВ ЦП определяют на последний год рассматриваемой пятилетки и на конец последующей за рассматриваемой. Считают, что нагрузки каждого из ЦП складываются из двух составляющих:

- а) общей нагрузки (без учета вновь вводимых крупных потребителей);
- б) дополнительной нагрузки вновь вводимых крупных потребителей – животноводческих комплексов, птицефабрик, тепличных комбинатов и др. с расчетной нагрузкой 200 кВт и более.

Первую составляющую определяют по фактической нагрузке каждого из ЦП, установленной при помощи измерений, умножая ее на коэффициент роста нагрузок. Коэффициент роста вычисляют следующим образом.

По одному из указанных выше способов определяют для области или края суммарное прогнозируемое электропотребление в расчетный год *T*. Для этого же года отдельно вычисляют потребление элек-

троэнергии новыми крупными сельскохозяйственными потребителями, которые будут введены в действие за рассматриваемый период от исходного года  $t_0$  до  $T$ . Как уже отмечалось, к таким потребителям относятся крупные животноводческие комплексы, птицефабрики и др.

Тогда средний коэффициент роста нагрузок  $k_H$  на подстанциях 110/10 и 110/35 кВ рассматриваемой области наедят по формуле:

$$k_H = k_T \cdot \frac{W(T) - W_{кр}(T)}{W(t_0)}, \quad (1.22)$$

где  $W(T)$  – прогнозируемое потребление электроэнергии в год  $T$  сельским хозяйством области (края, республики);

$W(t_0)$  – фактическое потребление электроэнергии сельским хозяйством области в исходном году  $t_0$ ;

$W_{кр}(T)$  – потребление электроэнергии в год  $T$  новыми крупными сельскохозяйственными потребителями;

$k_T$  – коэффициент, учитывающий повышение числа часов использования максимальной мощности рассматриваемых подстанций и принимаемый равным 0,97 при прогнозировании на 5 лет, 0,95 – на 10 лет и 0,93 – на 15 лет.

В области могут быть сельскохозяйственные потребители с установившимся объемом электропотребления. К ним относятся полностью введенные в строй животноводческие комплексы, тепличные комбинаты, оросительные системы и другие подобные объекты, обычно питающиеся от отдельных подстанций напряжением 110/10 и 35/10 кВ. В этом случае средний коэффициент роста нагрузок остальных подстанций определяют по выражению:

$$k_H = k_T \cdot \frac{W(T) - W_{кр}(T) - W_{нер}}{W(t_0) - W_{нер}}, \quad (1.23)$$

где  $W_{нер}$  – электропотребление неразвивающихся потребителей с установившимися объемами электропотребления.

Вторую составляющую нагрузки центров питания – нагрузку вновь вводимых крупных потребителей определяют в зависимости от типа потребителя. Нагрузки животноводческих комплексов, проектирование которых к моменту разработки схемы закончено, принимают по данным проектов (см. также п. 1.6 этой главы). Нагрузки осталь-

ных животноводческих комплексов и других сельскохозяйственных объектов, строительство и расширение которых планируется в рассматриваемой пятилетке, принимают по данным [1].

### 1.5. Нагрузки комплексов по промышленному производству сельскохозяйственной продукции

Комплексы по промышленному производству сельскохозяйственной продукции представляют собой крупные предприятия, на которых работают сотни электрических двигателей и других электроприемников. Суммарная мощность, потребляемая комплексами, достигает 10...16 МВА и более. Поэтому очень важно точно определить эту величину и все другие показатели электроснабжения комплексов.

Поскольку такие комплексы в принципе не отличаются от предприятий различных отраслей промышленности, то расчет их нагрузок можно вести так же, как для заводов и фабрик. В настоящее время этот расчет подробно разработан и выполняется по методу упорядоченных диаграмм. Сущность его заключается в следующем.

Введем понятие средней активной мощности  $P_{см}$  группы электроприемников за смену:

$$P_{см} = W_{см} / t_{см}, \quad (1.24)$$

где  $W_{см}$  – расход электроэнергии за смену;  
 $t_{см}$  – продолжительность смены.

Коэффициентом использования  $k_{исп}$  называют отношение средней мощности за наиболее загруженную смену к номинальной мощности электроприемников  $P_n$ :

$$k_{исп} = P_{см} / P_n. \quad (1.25)$$

Если в группе электроприемники имеют разные режимы работы, то групповой коэффициент использования:

$$k_{исп} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{см_i}}{\sum_{i=1}^n P_{н_i}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{исп_i} P_{см_i}}{\sum_{i=1}^n P_{н_i}}. \quad (1.26)$$

Средние значения коэффициентов использования и коэффициентов мощности промышленного оборудования, которое находит

также применение в сельскохозяйственных комплексах, приведены в таблице 1.9.

Таблица 1.9

**Коэффициент использования и коэффициент мощности промышленного оборудования**

Группы электроприемников	Электрические приемники	$k_{исп}$	$\cos\varphi$
Электродвигатели, хорошо загруженные и непрерывно работающие	Вентиляторы, насосы, компрессоры, двигатель-генераторы и т. п.	0,65	0,8
Электродвигатели механизмов непрерывного транспорта	Транспортеры, конвейеры, элеваторы и заблокированные с ними механизмы	0,6	0,7
Электродвигатели повторно-кратковременного режима работы	Краны, кран-балки, тельферы и т. п.	0,06	0,45
Электрические печи	Печи сопротивления, нагревательные аппараты, сушильные камеры периодического действия	0,55	0,95
Электрическое освещение	Осветительные установки	0,8...0,85	1,0

Соответствующие данные для специального оборудования, применяемого в комплексах (кормоприготовительные, доильные установки, инкубаторы, брудеры и др.), пока отсутствуют и должны быть получены из опыта.

Для определения максимальной или расчетной нагрузки, по которой ведут расчет проводов, выбор трансформаторов и другого оборудования, применяют соотношение:

$$P_{\max} = k_p \cdot P_{см} = k_m \cdot k_{исп} \cdot P_n, \quad (1.27)$$

где  $k_p$  – коэффициент максимума нагрузки;

$P_n$  – номинальная мощность электроприемников, за исключением резервных.

Коэффициент максимума нагрузки определяют по таблице 1.10 в зависимости от коэффициента использования (табл. 1.9) и эффективного числа электроприемников группы  $n_3$ .

Таблица 1.10

**Коэффициент максимума нагрузки**

$n_3$	Значения $k_p$ при $k_{исп}$ равном									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,10	1,04

$n_3$	Значения $k_p$ при $k_{исп}$ равном									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,40	1,30	1,20	1,08	1,04
10	2,42	2,10	1,84	1,60	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,13	1,07	1,03
18	1,91	1,70	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06	1,03
20	1,84	1,65	1,50	1,34	1,24	1,20	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05	1,03
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,02
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,13	1,11	1,10	1,08	1,04	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,04	1,04	1,01	1,01
300	1,12	1,10	1,07	1,06	1,04	1,04	1,01	1,01	1,01	1,01

Эффективным (приведенным) числом электроприемников называется такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое дает то же значение расчетной нагрузки  $P_{\max}$ , что и данная группа электроприемников, различных по мощности и режиму работы:

$$n_3 = \frac{\left[ \sum_{i=1}^n P_{Hi} \right]^2}{\sum_{i=1}^n P_{Hi}^2} \quad (1.28)$$

Если групповой коэффициент использования  $k_{исп} > 0,9$  и  $n_3 > 200$ , то коэффициент максимума нагрузки принимают равным единице. Реактивная расчетная мощность группы электроприемников разного режима:

$$Q_{\max} = k_{исп} \cdot Q_n \cdot k_m \quad (1.29)$$

Полная расчетная мощность:

$$S_{\max} = \sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2} \quad (1.30)$$

## Глава 2

### ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ И ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

#### 2.1. Общая характеристика источников электроснабжения. Использование возобновляемых источников энергии

Основным источником электроснабжения всех отраслей народного хозяйства являются районные энергетические системы (энергосистемы), под которыми понимают совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

Электроснабжением называется обеспечение потребителей электрической энергией, а совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией, называют системой электроснабжения.

Централизованным называется электроснабжение от энергосистемы.

Электрической сетью называют совокупность электроустановок для передачи и распределения электроэнергии, состоящую из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

Существуют следующие основные источники электроснабжения сельскохозяйственных районов:

1) районные энергетические системы – централизованное электроснабжение;

2) крупные районные или межрайонные электрические станции с передачей электрической энергии через электрические сети, базирующиеся на этих станциях;

3) малые поселковые электрические станции с распределением электрической энергии потребителям непосредственно с шин генераторного напряжения.

Наиболее распространено централизованное электроснабжение сельскохозяйственных районов. Оно обычно осуществляется от шин напряжением 20...110 кВ районных подстанций энергосистем или тяговых подстанций электрифицированных железных дорог.

Местное (децентрализованное) электроснабжение от районных или поселковых электростанций, как правило, применяется в малонаселенных районах.

Районные или межрайонные станции обычно представляют собой гидроэлектростанции укрупненной мощности, дизельные или газотурбинные станции. В качестве поселковых обычно используют дизельные станции.

В последние годы все большее внимание уделяется возможностям эффективного использования в электроэнергетике так называемых возобновляемых источников энергии. К ним относят солнечную энергию, энергию ветра, гидроэнергию рек, морей и океанов, а также геотермальные источники теплоты. Все эти источники в той или другой степени могут быть использованы для электроснабжения сельских районов и, в частности, для сооружения районных и поселковых электростанций.

В лесостепной и степной зонах районы с ресурсами свыше 4 тыс. кВтч почти не встречаются, а в 30...50% районов гидроресурсы составляют 1...4 тыс. кВтч на 1 км<sup>2</sup>.

ГЭС на малых реках можно использовать как источников электроэнергии для сельскохозяйственных потребителей. Сельские ГЭС целесообразно сооружать не только как поселковые электростанции, их можно использовать и в районах с централизованным электроснабжением, обеспечив параллельную работу гидроэлектростанций с районной энергосистемой.

Из других возобновляемых источников энергии с точки зрения использования в сельской электроэнергетике наибольший интерес представляют энергия ветра и солнечная. Первая в мире ветроэлектростанция (ВЭС) мощностью 100 кВт была построена в Крыму в 1931 г. В последние годы в странах СНГ создан ряд ветроагрегатов мощностью от 15 до 5000 кВт, которые с успехом можно использовать в удаленных от энергосистем районах. В настоящее время в стране работает примерно 5000 ветроэлектрических установок мощностью до 30 кВт каждая.

Потенциальные ресурсы энергии ветра очень велики, однако эффективность их использования ограничена большой металлоемкостью ветроагрегатов и невысокой их надежностью. Кроме того, размеры реальных ресурсов ветроэнергии зависят и от принципиальной схемы ее использования.



Ветроагрегаты целесообразно применять для механического привода мельниц, насосов и других устройств, допускающих работу по нерегулярному графику, при этом от ветроагрегатов можно получать до 8...12% общей потребности электроэнергии сельского района.

При создании ветроэлектростанций и обеспечении их параллельной работы с энергосистемой степень использования ветроэнергии существенно повышается.

Практически неограниченным возобновляемым источником энергии может стать солнечная энергия. На поверхности Земли мощность этого источника составляет примерно 20 млрд. кВт, что в десятки раз превышает возможную потребность всей планеты в 2000 г. Однако для создания эффективных солнечных энергоустановок требуется решить много сложных технических задач, из-за чего стоимость этих установок пока очень велика.

Трудности создания эффективных солнечных электростанций (СЭС) связаны в основном со сравнительно низкой плотностью солнечной радиации (порядка 1 кВт на 1 м<sup>2</sup> поверхности), из-за чего необходима большая площадь приемников электроэнергии. Кроме того, дополнительные затраты требуются и для аккумулирующих установок, повышающих эффективность СЭС.

Геотермальные источники тепла в настоящее время используют в основном для отопления и горячего водоснабжения зданий, а также в теплицах. На Камчатке построена первая геотермальная электростанция мощностью 5 МВт, причем ее мощность предполагается увеличить до 25 МВт.

Несмотря на значительные трудности использования возобновляемых источников энергии, они, несомненно, получают в будущем широкое применение, в том числе и в сельском хозяйстве.

## **2.2. Основные схемы централизованного электроснабжения**

Система централизованного электроснабжения сельских районов, как правило, формируется на основе сетей трех типов. Сети первого типа, которые можно назвать питающими (условно их также можно называть сетями высокого напряжения), служат для передачи электроэнергии от шин районных энергосистем до промежуточных трансформаторных подстанций. Эти сети состоят из линий электропередачи напряжением 110 или 35 кВ и трансформаторных подстанций с напряжениями 110/35, 110/20, 110/10, 35/10 или 35/6 кВ.

Сети второго типа условно можно назвать **распределительными сетями среднего напряжения**. Они включают распределительные линии напряжением 35, 20, 10 и 6 кВ и потребительские трансформаторные подстанции 35/0,4, 20/0,4, 10/0,4 и 6/0,4 кВ.

Наконец, сети третьего типа условно можно назвать **распределительными сетями низкого напряжения**. Они состоят из линий напряжением, как правило, 0,38/0,22 кВ и непосредственно питают электроэнергией присоединяемые к ним электроприемники.

Отличия сельских электрических сетей от сетей промышленных, коммунальных и других обусловлены в основном особенностями распределительных сетей среднего напряжения, которые должны охватить большое количество потребителей сравнительно малой мощности, разбросанных по обширной территории.

Присоединение сельских потребителей к сетям районных энергосистем началось еще в довоенные годы. Как правило, электроснабжение колхозов и совхозов тогда осуществлялось путем присоединения к распределительным сетям общего назначения напряжением 6 кВ. Это напряжение до сих пор и сохранилось в качестве распределительного в указанных районах, число которых сравнительно мало.

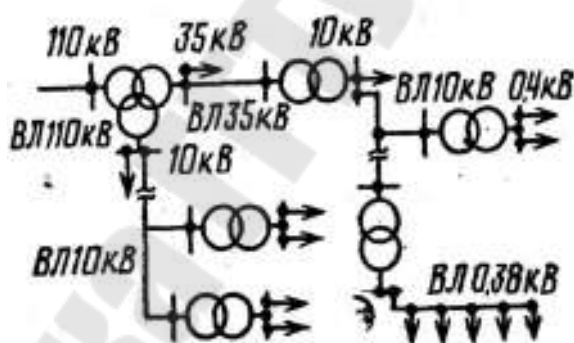


Рис. 2.1. Схема трехступенчатой системы электроснабжения сельских районов

На основной же части обжитой территории Советского Союза электроснабжение сельских районов почти повсеместно осуществляется по трехступенчатой системе распределения электроэнергии 110/35/10/0,38 кВ с тремя ступенями трансформации. Напряжение питающих сетей 110 и 35 кВ, а напряжение распределительных сетей среднего напряжения 10 кВ (рис. 2.1). Эта схема в дальнейшем рассматривается наиболее подробно.

В отдельных районах применяют и двухступенчатые системы распределения 110/35/0,38, 110/20/0,38 и 110/10/ 0,38 кВ, причем

имеющаяся тенденция к повышению номинального напряжения распределительных сетей технически и экономически оправдана. При двухступенчатой трансформации на 30 % снижается потребность в трансформаторной мощности, существенно сокращаются потери энергии и улучшается качество напряжения у потребителей.

Питающие сети сельскохозяйственного назначения отличаются от аналогичных сетей в других отраслях энергетики относительно небольшими передаваемыми мощностями. Это влияет главным образом на характеристики оборудования, которое требуется для повышения экономичности сельских сетей. Так, например, на воздушных линиях 35 кВ благодаря сравнительно небольшим сечениям проводов можно в основном применять штыревые изоляторы; требуются понижающие трансформаторы малой мощности с высшим напряжением 110 кВ и т. д.

Расчеты показывают, что более половины общих затрат на сельское электроснабжение составляют затраты на распределительные линии среднего и низкого напряжения. По экономическим соображениям эти линии, как правило, выполняют воздушными. У таких линий свыше 70...80 % стоимости составляет стоимость строительной части. Поэтому эффективными путями снижения затрат на электроснабжение являются сокращение протяженности распределительных линий улучшением их конфигурации, усовершенствование методов механического расчета проводов и опор, а также применение проводниковых и строительных материалов, позволяющих уменьшить стоимость строительной части сельских линий.

Стремление к сокращению протяженности распределительных сетей привело к формированию их как разветвленных радиальных. Однако в последние годы по условию повышения надежности электроснабжения широко применяются кольцевание сетей 10 кВ и двухстороннее питание подстанций 35 и 110 кВ. Двухстороннее питание этих подстанций предусматривается, если по условиям надежности электроснабжения на них устанавливают два трансформатора или же в том случае, когда хотя бы одна из отходящих от подстанций линий 10 кВ не имеет резервирования от соседнего центра питания (ЦП).

Номинальные мощности районных трансформаторных подстанций (РТП) напряжением 35/10, 110/10 и 110/35/ 10 кВ определяются экономическими соображениями. Они зависят от удельной поверхностной нагрузки сельскохозяйственных потребителей, рассредоточенных в зоне питания, а также от наличия концентрированной нагрузки,

в том числе крупных животноводческих комплексов и птицефабрик. Пределы изменения мощности одного трансформатора на РТП 35/10 кВ – от 630 до 6300 кВ-А, на РТП (10/10кВ 2500...10000 кВА, а на РТП 110/35/10 кВ – от 6300 до 16 000 кВА.

На РТП 35 и 110 кВ устанавливают один или два трансформатора. Два трансформатора предусматривают при расчетной нагрузке на шинах 10 кВ, требующей установки трансформатора мощностью выше 6300 кВА, и при числе отходящих линий 10 кВ шесть и более. Кроме того, два трансформатора устанавливают, если расстояние до ближайшей РТП, от которой можно резервировать питание от соседней 10 кВ, больше 45 км; если из-за преград на местности невозможно зарезервировать питание от соседней РТП хотя бы одной линии 10 кВ; если от РТП питаются потребители первой категории (см. п. 7.1), а резервирование по линиям 10 кВ от соседних ЦП обеспечить невозможно.

Важным требованием к трансформаторам на питающих подстанциях является возможность автоматического регулирования напряжения под нагрузкой. Без такого регулирования практически невозможно обеспечить удовлетворительное качество напряжения у сельских потребителей.

От питающих подстанций электроэнергия распределяется отходящими линиями 10 кВ, число которых, как правило, не превышает 5...6. К каждой из этих линий присоединено до нескольких десятков понижающих трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 10/0,4 кВ, расположенных в сельских населенных пунктах или вблизи сельскохозяйственных предприятий.

На ТП большей частью устанавливают один трансформатор мощностью от 25 до 630 кВ-А (средняя мощность 105 кВА).

В настоящее время все вновь сооружаемые и реконструируемые ТП выполняют в виде комплектных трансформаторных подстанций (КТП) наружной установки. Применение более дорогих закрытых подстанций должно быть специально обосновано. Сохранилось небольшое число открытых мачтовых подстанций мощностью 25...100 кВА на П-образных опорах и мощностью 160...250 кВА на А-П-образных опорах.

В отдельных случаях мелкие нагрузки питаются от однофазных трансформаторов мощностью 5 и 10 кВА, присоединяемых к трехпроводным отходящим линиям через двухпроводные ответвления.

Наконец, сами электроприемники присоединяют к отходящим от ТП распределительным линиям 380/220 В. Эти линии выполняют четырехпроводными, с глухозаземленной нейтралью. Однофазные электроприемники, за редким исключением, имеют номинальное напряжение 220 В, их включают между фазными и нулевым проводами, а трехфазные электродвигатели включают на линейное напряжение 380В. При использовании однофазных трансформаторов распределительные линии выполняют трехпроводными, напряжением  $2 \times 220$  В (с одним нейтральным проводом).

Существенный недостаток радиальных схем заключается в трудности обеспечить надежность электроснабжения потребителей. Особого внимания при этом требуют схемы электроснабжения крупных сельскохозяйственных предприятий – животноводческих комплексов и птицефабрик по производству продукции на промышленной основе.

Схема электроснабжения сельскохозяйственных предприятий зависит от их расчетной нагрузки. Если она меньше 1100 кВ-А, то основное питание обычно осуществляют от ближайшей подстанции 110/35/10, 110/10 или 35/10 кВ по отдельной воздушной линии (ВЛ) 10 кВ. Требуемое для электроприемников первой категории резервное питание при этом можно обеспечить по другой ВЛ 10 кВ, отходящей от той же или соседней подстанции ПО... 35/10 кВ, либо от автономной резервной электростанции.

При расчетных нагрузках животноводческих и птицеводческих предприятий свыше 1100 кВ-А электроприемники первой категории рекомендуется снабжать электроэнергией от отдельных ТП 10/0,4 кВ с двухсторонним питанием. Эти ТП, в свою очередь, присоединяют к одно- и двухтрансформаторным подстанциям 110/35/10, 110/10 и 35/10 кВ, получающим питание от одной (одноцепной либо двухцепной) или двух ВЛ 110 (35) кВ.

## Глава 3

### ОСОБЕННОСТИ СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Электрические станции мощностью от нескольких десятков до нескольких тысяч киловатт относятся к сельским, если более 50% нагрузки составляют сельскохозяйственные потребители. Первичными двигателями на сельских станциях могут служить двигатели внутреннего сгорания (ДВС), гидравлические турбины, ветровые двигатели, и они соответственно делятся на станции с ДВС, гидроэлектрические и ветроэлектрические.

Электростанции с двигателями внутреннего сгорания сооружают в качестве основного источника питания, когда потребители находятся далеко от энергетических систем и по местным условиям не может быть сооружена гидроэлектростанция. В качестве первичных двигателей на таких станциях чаще всего применяют дизели, работающие на нефти, мазуте и газе. Дизельные электрические станции применяют также в качестве резервного источника питания для ответственных потребителей, таких как комплексы по производству мяса и молока, птицефабрики, теплицы и др.

Дизельные электростанции имеют низкий коэффициент полезного действия, равный 32...33%; для его повышения рекомендуется теплоту отходящих газов использовать для подогрева воды на коммунальные и хозяйственные нужды.

Кроме дизельных электрических станций, можно сооружать станции с двигателями внутреннего сгорания, которые используют газ, получаемый в газогенераторных установках, работающих на местном твердом топливе, включая органические отходы сельскохозяйственного, деревообделочного и других производств. Однако такие станции требуют больших затрат на подготовку топлива и производство газа.

В местах, где есть гидроэнергия, целесообразно сооружать гидроэлектростанции малых мощностей. Увеличивающаяся стоимость добычи топлива и его транспортировки делает выгодным использование потенциала небольших рек даже в районах, где есть сети энергосистем.

Перспективно применение гидростанций малой мощности, которые используют энергию малых рек. Такие гидроэлектростанции устанавливаются на реках в местах, обеспечивающих наилучшее использование энергии водного потока. ГЭС способствуют улучшению

условий судоходства, орошения и обводнения засушливых земель. Себестоимость энергии, выработанной на гидростанциях, значительно меньше, чем на тепловых, что обусловлено отсутствием расходов на топливо и меньшим числом обслуживающего персонала.

Однако первоначальная стоимость сооружения гидроэлектростанций значительно выше стоимости сооружения тепловых электростанций из-за больших объемов земляных и строительных работ.

Лучшее использование водного потока обеспечивается параллельной работой гидравлических и тепловых электростанций.

Ветроэлектрические станции (ВЭС) используют энергию ветра. Но поскольку ветровой поток непостоянен, мощность, которую могут получить потребители, значительно колеблется.

Ветроэлектрические станции целесообразно применять только при использовании специальных аккумулирующих устройств и при регулировании частоты вращения ветроколеса.

### **3.1. Графики нагрузки электрических станций**

Для выбора мощности, числа агрегатов, режимов работы электростанций необходимо знать электропотребление и максимальную нагрузку. Эти параметры могут быть получены из графиков нагрузки. Графики электрических нагрузок потребителей сельской электростанции можно строить, используя типовые суточные графики. К ординатам совмещенного графика нагрузки следует прибавить потери мощности на передачу электрической энергии в линиях и трансформаторах, а также мощность собственных нужд станции.

График нагрузки генераторов на рисунке 3.1 получен следующим образом. На совмещенном графике нагрузок вниз от точки  $O'$  откладывают постоянные потери мощности трансформаторах  $P_1$  и постоянную слагающую мощности, расходуемой на собственные нужды  $P_1'$ . Постоянные потери в стали трансформаторов для рассматриваемых сетей могут быть приняты 2 % от установленной мощности трансформаторов, при многократной трансформации эти потери соответственно возрастают.

Над кривой нагрузки (рис. 3.1) откладывают потери в обмотках трансформатора  $P_2$ , соответствующие нагрузке, а над ними – переменную составляющую мощности собственных нужд  $P_2'$ . Точка  $O$  является новым началом координат суточного графика нагрузки электрических генераторов станции.

Разделив ординаты этого графика на КПД генератора, можно получить суточный график нагрузки первичных электрических двигателей.

На основе сезонных суточных графиков в предположении, что каждый из них сохраняется неизменным определенное число дней в году, строят годовой график нагрузки по продолжительности, необходимый для определения годовой выработки электрической энергии, годового расхода топлива и других технико-экономических показателей работы электростанции.

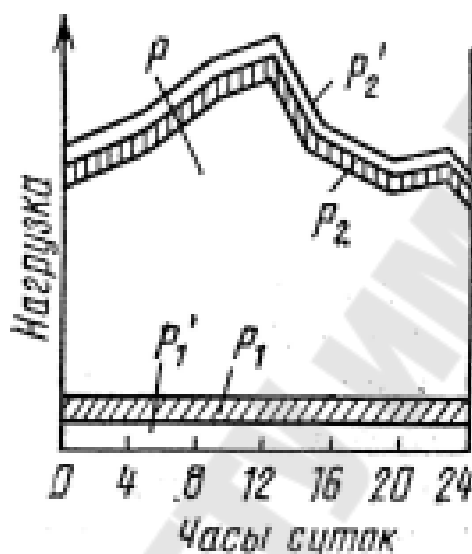


Рис. 3.1. Суточный график нагрузки генератора:  $P_1$  — постоянные потери;  $P_2$  — переменные потери;  $P_1'$  — постоянный расход на собственные нужды;  $P_2'$  — переменный расход на собственные нужды

### 3.2. Дизельные электрические станции в качестве основного источника электроснабжения

Дизельные электрические станции (ДЭС) применяют в качестве основного источника электроснабжения потребителей в районах, удаленных от сетей энергосистем. Как правило, они являются стационарными установками. Местоположение и мощность дизельной электростанции определяются схемами развития электрических сетей и энергосистем района строительства ДЭС.

Стационарные дизельные электростанции состоят из следующих основных элементов и систем: дизель — электрический агрегат, топливное хозяйство, хозяйство смазочных масел, система выхлопа, воздухоочистительная система, щит управления, аккумуляторное хозяйство и распределительное устройство низкого напряжения.



Все элементы и основные системы стационарных ДЭС размещают в негорючих зданиях, выполненных из кирпича или железобетонных блоков. Повышающая подстанция и распределительное устройство высокого напряжения в соответствии с рекомендациями действующих норм технологического проектирования могут располагаться на открытом воздухе, рядом со зданием электростанции.

В дизельных электростанциях сельскохозяйственного назначения используют преимущественно четырехтактные дизельные двигатели. Двухтактные карбюраторные двигатели иногда применяют в качестве первичных на переносных электростанциях небольшой мощности, а также для запуска дизелей. Число цилиндров двигателей колеблется от 2 до 12, в зависимости от типа и конструкции двигателя.

С повышением частоты вращения масса двигателя уменьшается, но одновременно возрастают силы инерции и трения, что приводит к более быстрому износу деталей.

Дизельные двигатели агрегатов и станций выполняют с различными системами охлаждения: воздушной, водовоздушной (радиаторной), водоводяной (двухконтурной).

Дизели комплектуются синхронными генераторами трехфазного переменного тока с горизонтальным расположением вала. Генераторы изготавливают на номинальное напряжение 0,23; 0,4; 6,3; 10,5 кВ. Обмотки статора у генераторов напряжением 0,23; 0,4 кВ имеют нулевую точку, соединяемую с нулевым проводом электрической сети. Генераторы мощностью до 250 кВ·А работают с частотой вращения 500, 600, 700 и 1000 об/мин.

Синхронные генераторы ДЭС могут иметь машинную и статическую систему возбуждения.

У генераторов с машинной системой возбуждения в качестве возбудителя используется генератор постоянного тока, связанный с валом генератора ременной передачей или муфтой. Машинный возбудитель усложняет конструкцию генератора, увеличивает его размеры и массу; кроме того, коллектор и щетки имеют повышенную подверженность. Статическая система возбуждения генератора состоит из неподвижных элементов (силового трансформатора, выпрямителей и т. д.) и преобразует переменный ток на выводах генератора в постоянный для питания обмотки возбуждения и регулирования напряжения генератора. Достоинство статической системы возбуждения заключается в отсутствии вращающихся частей, высокой механической прочности конструкций, надежности и высокой точности регулирова-

ния напряжения ( $\pm 3\%$ ), невысоких эксплуатационных затратах. На сельских электрических станциях применяют обе системы возбуждения.

Электромашинные возбудители генераторов сельских электрических станций изготавливают на напряжение от 20 до 130 В, а их мощность составляет до 5% мощности генератора.

Генераторы мощностью более 150 кВ·А снабжают устройствами форсировки возбуждения, обеспечивающими увеличение напряжения после отключения коротких замыканий, а также устойчивость при параллельной работе генераторов.

Автоматическое регулирование напряжения на сельских электрических станциях выполняют также при помощи компаундирования возбуждения генераторов. Схемы компаундирования обеспечивают подпитку обмотки возбуждения возбудителя выпрямленным током, поступающим от трансформаторов тока повышенной мощности, подключенных к цепи статора генератора. Для генераторов с мощностью до 60 кВ·А используют универсальные компаундирующие устройства типа УКУ-ЗМ. Компаундирующие устройства такого типа просты и надежны в работе. Недостатки их – медленное восстановление напряжения после короткого замыкания и возможность перегрузки одного из генераторов при параллельной работе. Для устранения указанных недостатков компаундирующее устройство дополняют электромагнитными корректорами напряжения типа УБК-0 и УБК-1 для генераторов малой мощности, УБК-3 для генераторов большой мощности, УБК-2 для генераторов передвижных электростанций.

Для выполнения форсировки возбуждения устанавливают реле минимального напряжения. Для автоматического регулирования возбуждения небольших генераторов сельских станций иногда используют простейшие угольные регуляторы.

Обычно на электростанции устанавливают несколько агрегатов, так как нагрузка постоянно меняется. При одновременном включении нескольких генераторов предусматривается их параллельная работа, что обеспечивает большую надежность электроснабжения, повышает эксплуатационные показатели и качество отпускаемой электроэнергии. На параллельную работу генераторы обычно включают методом самосинхронизации.

Мощность ДЭС выбирают по максимальной нагрузке станции  $P_{\max ст}$  (рис. 3.1). При этом общая мощность выбранных агрегатов

должна быть больше  $P_{\max \text{ст}}$ . Перегрузка агрегатов автономно работающей электростанции по мощности недопустима, так как влечет за собой снижение частоты переменного тока.

Мощность генераторов  $P_{\text{э}}$  должна быть больше максимальной нагрузки генераторов электростанции  $P_{\max \text{ст}}$  или равняться ей:

$$P_{\text{э}} \geq P_{\max \text{ст}}.$$

Мощность на зажимах генераторов

$$P_{\text{э}} = \sum_1^n P_{\text{е}} \cdot \eta_{\text{ген}} \cdot \eta_{\text{пер}},$$

где  $n$  – число агрегатов станции;

$P_{\text{е}}$  – эффективная мощность двигателя по паспорту;

$\eta_{\text{ген}}$  – КПД генератора;

$\eta_{\text{пер}}$  – КПД передачи (при ременной передаче с вала двигателя на генератор).

Правила технической эксплуатации рекомендуют при непрерывной работе двигателя свыше 24 ч снижать нагрузку для четырехтактного двигателя до 90 %, а двухтактного – до 85 %.

В соответствии с этим мощность на зажимах генератора

$$P'_{\text{э}} = 0,9 \cdot P_{\text{е}} \cdot \eta_{\text{ген}} \cdot \eta_{\text{пер}}.$$

В основу выбора числа агрегатов  $z_{\text{р}}$  дизельной электрической станции положены экономические соображения. Мощность агрегата  $P_{\text{э,дв}}$  не должна более чем в 2 раза превышать минимальную нагрузку суточного графика. Число агрегатов (округляемое до целого) определяют по формуле

$$n = P_{\max \text{ст}} / (0,9P_{\text{е}}), \quad (3.1)$$

где  $P_{\text{е}}$  – электрическая мощность агрегата;

$P_{\max \text{ст}}$  – максимальный пик графика нагрузки.

К числу агрегатов, определенных по формуле (3.1), должны быть добавлены резервные агрегаты, число которых составляет

$$n'_{\text{р}} = B_{\text{р}} \cdot n / (0,8M_{\text{р}}),$$

где  $B_{\text{р}}$  – продолжительность всех видов ремонтов дизеля, в том числе и капитального, за период моторесурса, ч;

$M_p$  – моторесурс двигателя по данным завода-изготовителя, ч.

Электрические схемы дизельных электрических станций различаются в зависимости от мощности агрегатов и назначения станций.

Рекомендуется применять упрощенные главные схемы электрических соединений с минимальным числом выключателей. При наличии потребителей электроэнергии, расположенных от электростанции в пределах до 1 км, их питание осуществляют на напряжении 380/220 В и на станциях применяют генераторы напряжением 400/230 В. При небольшом числе потребителей и их малой мощности на станции устанавливают один генератор (рис. 3.2, а). Однако, как правило, для обеспечения более высокой надежности электроснабжения следует применять схему с двумя генераторами, работающими отдельно каждый на свою секцию шин (рис. 3.2, б).

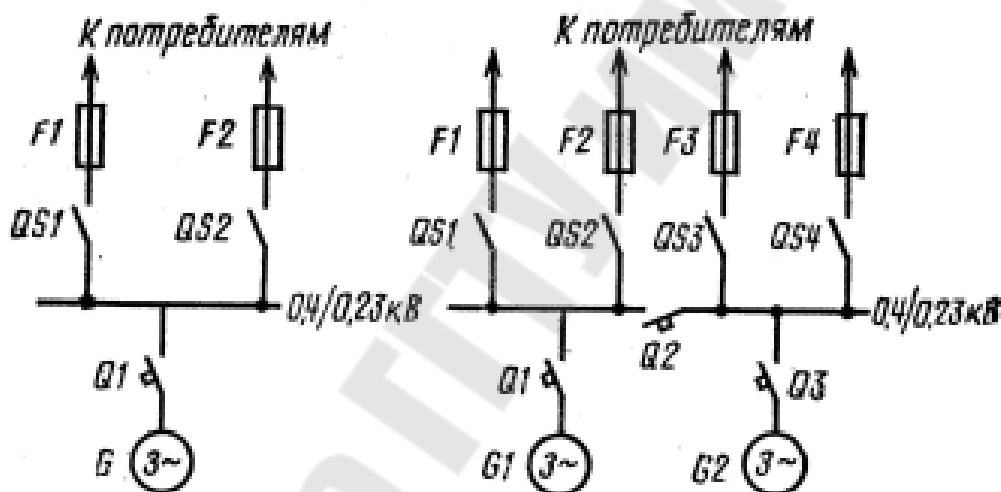


Рис. 3.2. Схемы электростанций с генераторами напряжением до 1000 В: а – с одним генератором; б – с двумя генераторами

В схемах а и б электроэнергия от генератора  $G$  через рубильник или автоматический выключатель  $Q1$  ( $Q3$ ) подается на шины и через рубильник  $QS1 \dots QS4$  и предохранитель  $F1 \dots F4$  – к потребителям. При установке двух генераторов секции шин соединяют секционным автоматическим выключателем  $Q2$ .

При необходимости передачи электроэнергии от генераторов электростанции 400/230 В на значительное расстояние, например для питания удаленного отделения совхоза, к низковольтным шинам через автоматический выключатель присоединяют повышающий трансформатор 0,4/10 кВ (рис. 3.3).

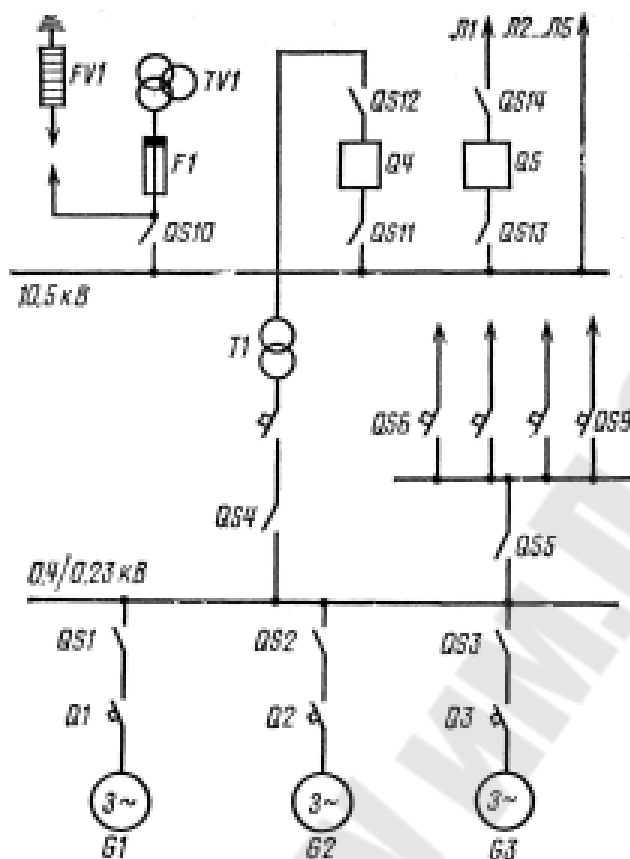


Рис. 3.3. Схема электростанции мощностью 400...1200 кВт

Для электростанций, расположенных на значительных расстояниях (до 20 км) от потребителей и имеющих мощность порядка 4...5 тыс. кВт, выбирают генераторы на напряжение 6,3 или 10,5 кВ. Схема такой станции показана на рис. 3.4. Генераторы  $G1$  и  $G2$  подключают к шинам через высоковольтные выключатели  $Q1$  и  $Q2$  и разъединители  $QS1$  и  $QS2$ . От шин отходит несколько ВЛ, подключаемых также через разъединители  $QS3...QS5$  и выключатели  $Q3...Q5$ , монтируемые, как правило, в шкафах КРУН.

Для более экономичной работы электростанции и повышения надежности электроснабжения потребителей применяют связь с другими станциями. Как правило, линию связи выполняют на напряжение 35 кВ, для чего на электростанциях устанавливают трансформаторы 6...10/35 кВ. Схема такой электростанции приведена на рисунке 3.5. Генераторы станции присоединяют к шинам через высоковольтные выключатели и разъединители, отходящие линии 6...10 кВ защищают предохранителями. Повышающий трансформатор соединяют с шинами 6,3...10,5 и 35 кВ выключателями соответствующих напря-

жений. Выключатель 35 кВ необходим при авариях на линии связи и при ревизиях и ремонтах трансформатора 6,3...10,5/35 кВ.

Питание собственных нужд для ДЭС с генераторами 0,4 кВ осуществляют с шин генераторного напряжения, для ДЭС с генераторами 6,3...10,5 кВ – от трансформаторов собственных нужд. Мощность трансформатора обычно составляет не более 630 кВА.

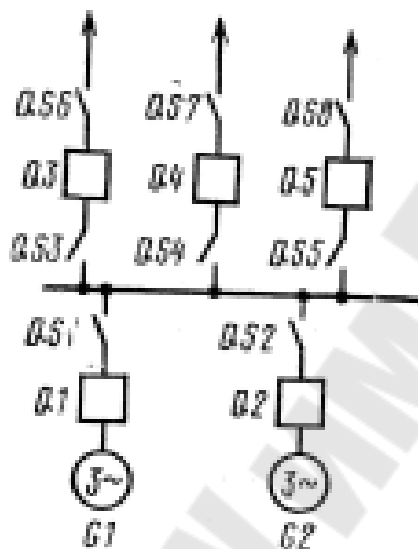


Рис. 3.4. Схема электрических станций с генераторами на напряжение свыше 1000 В

Систему шин собственных нужд рекомендуется принимать одинарной секционированной, при этом каждая секция должна иметь резервное питание (от резервного трансформатора или от соседних секций).

Присоединение основного и резервного электродвигателей ответственных механизмов должно предусматриваться, как правило, к разным секциям шин собственных нужд. В цепях электродвигателей собственных нужд независимо от их мощности в качестве защитных аппаратов следует устанавливать автоматы.

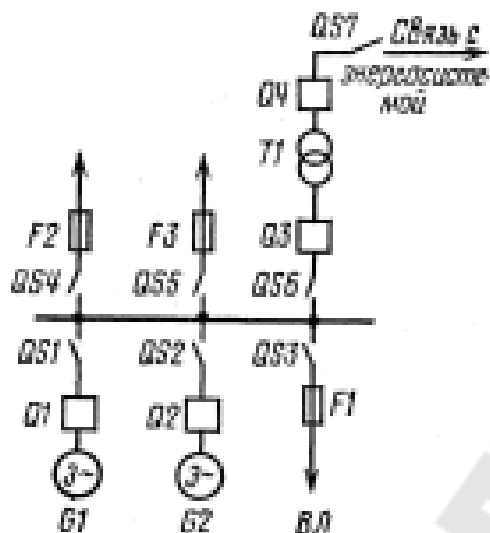


Рис. 3.5. Схема электростанции с генераторами напряжением 6,3...10,5 кВ и трансформатором 6,6...10,5/35 кВ для связи с энергосистемой

Выключателями главной схемы электрических соединений управляют с главного щита, а выключателями отходящих линий 10 кВ – со шкафов КРУ. Управление электрическими агрегатами электростанции может быть автоматическим, полуавтоматическим и ручным.

Оперативный ток для питания устройств управления, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и собственных нужд станции принимают переменным или постоянным.

Для ДЭС мощностью 3500 кВт и выше предусматривается система автоматического обнаружения пожара. Для питания оперативных цепей и цепей аварийного освещения на таких станциях должна быть предусмотрена аккумуляторная батарея напряжением 220, 110 и 24 В.

Объемы топлиохранилища и маслоохранилища следует принимать для месячного запаса топлива и масла, а на электростанциях в глубинных районах – для запаса, необходимого на время бездорожья или на межнавигационный период.

На электростанциях применяют следующие системы охлаждения агрегатов: прямоточную оборотную с водохранилищем, оборотную с воздушными охладителями или градирнями и комбинированную. Применение любой из них должно быть обосновано расчетами.

Для машинного зала следует предусмотреть дежурное отопление с расчетной внутренней температурой воздуха не ниже  $+8^{\circ}\text{C}$ . Отопление служебно-бытовых и вспомогательных производственных помещений предусматривается согласно соответствующим санитарным нормам.

Задачи изменения режимов работы и наиболее экономичного использования дизель-электрических агрегатов решаются с помощью их автоматизации. Различают три степени автоматизации дизель-электрических агрегатов.

Первая степень автоматизации обеспечивает автоматическое поддержание заданной частоты вращения двигателя, температуры охлаждающей воды и масла, а также автоматическую сигнализацию и остановку агрегатов.

Вторая степень автоматизации, кроме указанных выше операций, обеспечивает автоматический или дистанционный запуск двигателя от внешнего импульса, автоматическую подготовку к приему нагрузки, автоматическое или дистанционное изменение частоты вращения двигателя, автоматические прием нагрузки и контроль за работой агрегата, остановку и возврат регулятора скорости в положение пуска, подогрев дизеля для быстрого запуска и набора нагрузки, синхронизацию с сетью или уже работающим двигателем, а также распределение нагрузки между параллельно работающими агрегатами.

Третья степень автоматизации в дополнение к операциям, указанным для первой и второй степеней, обеспечивает автоматическое наполнение топливных, масляных, водяных баков и воздушных баллонов, подзаряд аккумуляторных батарей, автоматизацию вспомогательных процессов и операций.

Дизель-агрегаты, используемые в сельском хозяйстве как основные источники энергии, имеют первую или вторую степень автоматизации. Для резервных ДЭС предусмотрена третья степень автоматизации.

В системы автоматизации ДЭС входят приборы (датчики или реле) и исполнительные механизмы. При помощи датчиков и реле контролируются основные параметры, характеризующие различные условия работы агрегата. Они подают импульс или команду для изменения этих параметров в соответствии с требованиями эксплуатации. Исполнительные устройства, воспринимая команды датчиков и реле, воздействуют непосредственно на объект автоматизации агрега-



та. В систему автоматизации входят также приборы сигнализации – сигнальные лампы, световые табло, указательные реле и др.)

### 3.3. Стационарные и передвижные резервные дизельные электростанции

Резервные электростанции – эффективное средство повышения надежности электроснабжения, особенно для тех сельскохозяйственных объектов, перерыв в электроснабжении которых наносит серьезный ущерб народному хозяйству.

При использовании дизельной электрической станции в качестве резервной одно из основных требований к ней – невысокая стоимость.

Принципиальное отличие двигателей, выбираемых для резервной ДЭС, состоит в высокой частоте вращения ( $n = 1000, 1500, 3000$  об/мин). Благодаря этому двигатели имеют меньшую массу и стоимость, хотя у них и больше удельный расход топлива.

В таблице 3.1 приведены основные данные дизельных агрегатов, выпускаемых для резервных ДЭС.

Таблица 3.1

Дизельные агрегаты для резервных ДЭС

Тип агрегата	Мощность, кВт	Напряжение, В	Частота вращения	Тип двигателя	Степень автоматизации
АД-5-Т/230.400	5	230/400	1500	24-8,5/11	1...3
АД-8-Т/1 В	8	230/400	1500	Д21	1...3
АСДА-2-120	12	230/400	1500	24-8,5/11	1...3
АСДА-2-20Р	20	230/400	1500	44-10,5/13	1...3
ДГА-24 М	24	400	1500	44-10,5/13	3
ДГА-48	48	400	1500	64-12/14	3
АСДА2-50Р	50	230/400	1500	44-10,3/13	1...3
ДГМА-75	72	400	1500	64Н-12/14	3
ДГ-75-2	75	230/400	1500	Г-75	–
ДГ-100Т	100	230	1500	4МЗ-238	–
АСДА-200Т/400-3р	200	400	1500	1Д6-БГ	3
ДГА-300	300	400	500	64Н-25/34	1...3
АС-808	320	400	1500	124Н-18/20	3
ДГА-400	400	400	1500	124Н-18/20	–
АС-802	500	400	1500	12ЧН-12/14	3

Резервные электростанции мощностью до 100 кВт с двигателями внутреннего сгорания допускается размещать и одном здании с объектом, электроснабжение которого резервируется. При этом по-

мещение электростанции должно иметь отдельный вход, а стены и перекрытия должны быть из трудногораемых материалов. При ручном запуске резервной станции топливо можно хранить вне здания и заливать в бак только перед пуском.

Для обеспечения резервного питания могут быть использованы дизельные электроагрегаты мощностью 100...500 кВт, а также агрегаты АД-20М мощностью 20 кВт, находящиеся в горячем резерве, автоматически запускающиеся и принимающие нагрузку за время не более 60 с. Автоматически обеспечивается остановка агрегатов при восстановлении напряжения на основном питании. Эти же агрегаты при автоматическом пуске из холодного состояния принимают номинальную нагрузку за время не более 30 мин, необходимое для их прогрева.

Для сельскохозяйственных потребителей первой категории следует применять холодный резерв электроагрегатов, при котором не расходуется топливо и не изнашиваются детали, а время запуска удовлетворяет требованиям надежности.

В качестве резервных электростанций на сельскохозяйственных предприятиях используют также комплектные дизельные или бензиновые агрегаты мощностью от 2 до 100 кВт. Основные данные некоторых типов комплектных электростанций приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

**Комплектные дизельные и бензиновые агрегаты  
мощностью от 2 до 100 кВт**

Тип электростанции	Мощность, кВт	Тип первичного двигателя	Тип генератора
ПЭС-15	12	ГАЗ-320	МСА-72/4
ДПЭС-20	12	А410,5/13	МСА-72/4
ДЭС-40М1	27	АСМД-7Е	ЕС-82-4С
ДЭС-50М1	50	КДМ-100	ЕС-92-6С
У-12	100	1Д6-150	С-117/4
ДГА-100-2	100	1Д6-150	С-117/4

Резервные автоматизированные ДЭС выполняют на мощность 320 и 500 кВт. Электрическая схема такой ДЭС приведена на рис. 3.6. Схемой электрических соединений ДЭС предусматривается работа дизель-электрического агрегата на шины генераторного напряжения 0,4 кВ. Шины электростанции постоянно находятся под напряжением от системы через автомат Q5, а через автомат Q4 напряжение подается потребителю. Питание потребителей собственных нужд осуществляется на напряжении 380/220 В через автоматы Q1 и Q2. Все присое-

динения выполнены кабелями. На генераторе установлены измерительные приборы, контролирующие частоту переменного тока, напряжения, ток в цепи статора, а также значение активной и реактивной мощности. В таблице 3.3 приведены типы оборудования резервной ДЭС мощностью 320 и 500 кВт.

Надежность электроснабжения сельскохозяйственных потребителей можно повысить путем использования передвижных электростанций при реконструкции или плановых отключениях электрических сетей (табл. 3.3).

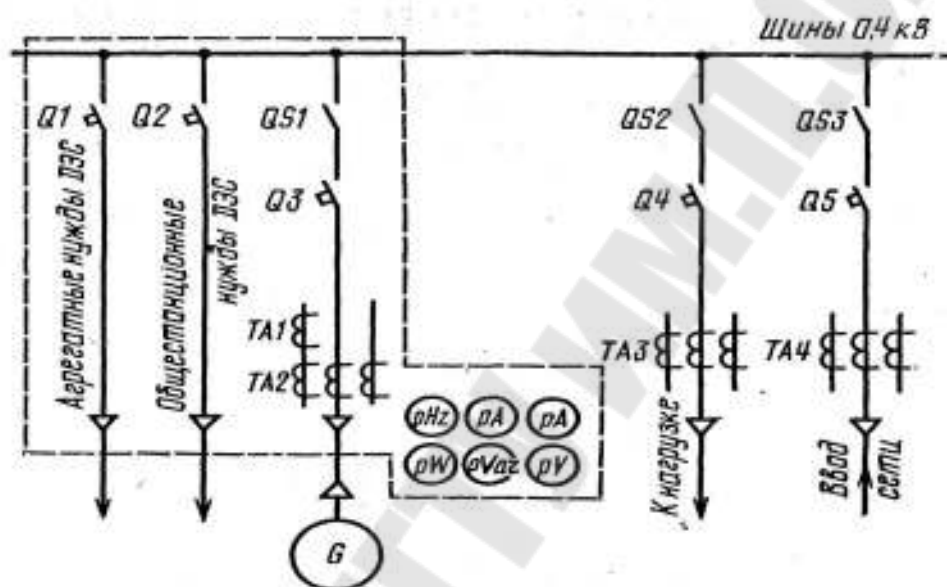


Рис. 3.6. Схема электрических соединений резервных автоматизированных ДЭС мощностью 320 и 500 кВт

Таблица 3.3

**Типы основного оборудования резервной автоматизированной ДЭС мощностью 320 и 500 кВт**

Обозначение элементов на схеме (рис. 3.6)	Оборудование станций с генераторами	
	СГДМ-11-40-6 (320 кВт)	СГДМ-11-46-4 (500 кВт)
QS1	P1116/2	P1316/2
Q1, Q2	A3124	A3124
Q3	AM80-5п-5	AM80-5п-К
Q4, Q5	ABM10 (600 А)	ABM10 (1000 А)
ТА1, ТА2	ТШЛ-0,5Т (800/5)	ТШЛ-0,5Т (1000/5)
ТА3, ТА4	ТК-20 (600/5)	ТК-20 (1000/5)
QS2, QS3	РОШ-5-1000	РОШ-5-1000

Передвижные электростанции имеют в своем составе электроагрегаты (АСДА-100 и АСДА-200), автомобильный прицеп МАЗ-5207В

и МАЗ-5224В, утепленный кузов, комплект кабельной сети 0,4 кВ и комплект запасных частей, инструмента и принадлежностей. В состав электроагрегатов АСДА-100 и АСДА-200 входят дизель-генератор, силовой распределительный щит, щит автоматического управления, зарядное устройство, аккумуляторные батареи, топливный и масляный баки, насосы с электроприводами для закачки топлива и масла. Управление агрегатами может быть ручным с местного поста управления дизелем или автоматическим.

Автоматизация агрегата предусматривает стартерный пуск электроагрегата и включение нагрузки, контроль работы, защиту от аварийных режимов, сигнализацию состояния и остановку электроагрегата, а также прогрев или самопрогрев электроагрегата, управление вспомогательными устройствами.

В зависимости от схемы электрической сети и ремонтируемого объекта передвижные электростанции могут подключаться непосредственно к шинам 0,4 кВ одного из ТП или через передвижные КТП к электрической сети 6...10 кВ.

Таблица 3.4

#### Основные характеристики передвижных ДЭС

Тип электростанции	Мощность, кВт	Напряжение, В	Частота вращения, об/мин	Тип двигателя
ЭСД-10Т-230М, 400М	10	230/400	1500	44-8, 3/11
ЭСД-16Т/230, 400	16	230/400	1500	44-8, 5/11
ЭСД-20Т/230, 400	20	230/400	1500	ДП-20
ЭСД-30Т/230М, 400	30	230/400	1500	ЯАЗ-М204Г
ЭСД-50Т/230М, 400М	50	230/400	1500	1Д6-100АД
ЭСД-75Т/230М, 400М	75	230/400	1500	1Д6-150АД
ЭСД-100Т/400	100	400	1500	1Д6-150АД
ЭСДА-200Т/400	200	400	1500	1Д12-КС

Особенно целесообразно применять передвижные электростанции при большом вероятном времени восстановления участков сети. Если нарушена работа магистральных участков сети, то передвижную электростанцию следует подключать через передвижную подстанцию к неповрежденному участку распределительной линии 10 кВ или непосредственно к шинам 0,4 кВ ТП. К шинам ТП станцию надо подключать при повреждении ответвлений от магистрали. Если повреждена ВЛ 0,38 кВ, то станция подключается к распределительным щитам потребителей. При этом необходимо обеспечить баланс нагрузки и мощности передвижных электрических станций, а также исключить

возможность подачи напряжения на ремонтируемый участок сети и подачи напряжения от сети на электроагрегат.

Основные характеристики передвижных дизельных электростанций, применяемых в сельском хозяйстве, приведены в табл. 3.4.

Для резервного электроснабжения предназначено мобильное энергетическое средство на базе трактора К-701 с электрической системой отбора мощности. Его можно использовать в качестве источника электроснабжения сезонных сельскохозяйственных потребителей (насосных станций, оросительных систем, дождевальных установок, пунктов по очистке и сушке зерна, агрегатов кормоприготовления и т. д.).

В электрическую систему отбора мощности трактора К-701 входят следующие элементы: синхронный генератор трехфазного тока, редуктор, обеспечивающий частоту вращения генератора 1500 об/мин, шкаф с пускозащитной аппаратурой, пульт управления с контрольно-измерительными приборами, комплект силовых и контрольных кабелей, щит с клеммами для подключения потребителей.

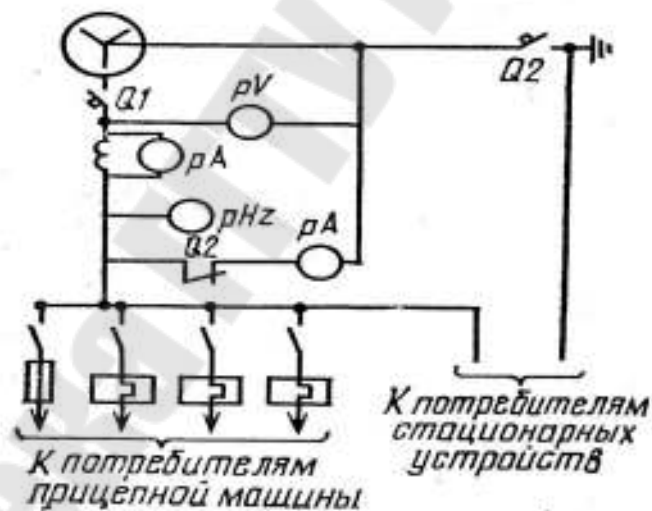


Рис. 3.7. Электрическая схема мобильного энергетического средства (МЭС)

Мобильное энергетическое средство (МЭС) оборудовано генератором типа ГСС 104-4ЭУ2 мощностью 200 кВт со статической системой возбуждения,  $U = 380/220$  В,  $f = 50$  Гц,  $T_i = 0,91$ ,  $\cos\phi = 0,8$ ,  $I = 360$  А.

Электрическая схема (рис. 3.7) обеспечивает работу МЭС в режимах с изолированной и заземленной нейтралью генератора. Систе-

ма регулирования напряжения генератора допускает прямой пуск короткозамкнутых асинхронных двигателей мощностью до 125 кВт.

Генератор рассчитан на продолжительную работу при температуре воздуха  $\pm 50^{\circ}\text{C}$  и относительной влажности до 95 % при температуре до  $\pm 25^{\circ}\text{C}$ .

### **3.4. Гидравлические электрические станции**

Гидравлические электрические станции (ГЭС) имеют ряд преимуществ по сравнению с тепловыми. Себестоимость вырабатываемой на них электроэнергии ниже, чем на тепловых станциях. Расход электроэнергии на собственные нужды во много раз меньше, пуск и набор нагрузки на гидрогенератор происходят в течение нескольких минут, кроме того, ГЭС используют возобновляемые природные ресурсы.

К недостаткам ГЭС относятся высокая стоимость и длительные сроки их сооружения, дополнительные затраты на возможное переселение жителей с затопляемых земель, на подготовку ложа водохранилища, на ирригационные сооружения, а также значительный ущерб, наносимый затоплением сельскохозяйственных угодий.

Однако при планировании дальнейшего развития электроэнергетики следует усилить внимание к использованию возобновляемых источников энергии. Применение гидравлических электрических станций малой мощности становится необходимым. Строительству сельских ГЭС способствует тот факт, что значительно усовершенствована технология серийного изготовления железобетонных изделий сложных форм и решена проблема их транспортировки.

К особенностям сельских ГЭС относятся малое число агрегатов на ГЭС, малая степень зарегулированности водотока, специфичность графиков нагрузки сельскохозяйственных потребителей, широкий диапазон себестоимости электроэнергии на сельских ГЭС, иные, чем в крупных энергосистемах, организационно-технические условия производства электроэнергии.

Гидравлическая электростанция состоит из гидравлической турбины, синхронного генератора трехфазного тока и повышающего трансформатора, если энергия распределяется на повышенном напряжении.

У сельских ГЭС мощностью до 50...60 кВт, питающих потребители в радиусе 0,5...1 км, целесообразно распределять энергию на генераторном напряжении (обычно 400/230 В).

Иногда гидравлические турбины сельских ГЭС имеют номинальную частоту вращения значительно ниже, чем у синхронного генератора. При этом на ГЭС мощностью до 120 кВт турбина соединяется с генератором через промежуточную связь (например, редуктор), а на ГЭС мощностью выше 120 кВт турбину с генератором размещают на одном валу.

Сельские ГЭС относятся в основном к низконапорным, исключение составляют ГЭС, построенные на горных реках. На низконапорных сельских ГЭС применяют осевые, радиально-осевые и поворотно-лопастные турбины, которые обладают более высоким КПД на большом диапазоне нагрузки. Мощность (кВт), развиваемая турбиной,

$$N = 9,81 \cdot \eta \cdot Q \cdot H \quad (3.3),$$

где  $\eta$  – коэффициент полезного действия турбины;

$Q$  – расход воды через турбину, м<sup>3</sup>/с;

$H$  – напор, м.

Рабочая характеристика турбины представляет собой зависимость ее  $\eta$  от нагрузки  $\eta = f(P)$  при постоянном напоре и постоянной частоте вращения. Эту характеристику можно построить по данным завода-изготовителя, поданным универсальной характеристики или путем испытания турбины на месте.

По выражению (3.3) можно получить расходную характеристику турбины, используя имеющуюся рабочую. Расходная характеристика дает зависимость расхода воды через турбины от нагрузки  $Q = f(P)$  при  $H = \text{const}$  и  $n = \text{const}$ .

В эксплуатационных условиях напор на турбине не остается постоянным, так как с изменением нагрузки, а, следовательно, и расхода воды через турбину меняются отметки верхнего и нижнего бьефа. На низконапорных сельских ГЭС в процессе работы напор меняется в пределах от 10 до 20 %. Особенно велики изменения напора в паводковые периоды. При изменении напора меняются и режим работы турбины, ее частота вращения, расход воды и мощность.

Уменьшение рабочего напора, а, следовательно, и потери энергии водотока обуславливаются снижением верхнего и повышением нижнего уровней бьефа, зависящими в основном от вместимости водохранилища, расхода реки и расхода через турбину. Напор изменяется относительно медленно, и поэтому в ряде случаев при рассмот-

рени отдельных периодов работы турбины отметка верхнего бьефа может быть принята постоянной.

Потери напора АН в водоподводящих сооружениях зависят от расхода воды  $Q$  и составляют обычно 1...2 %, иногда до 4...5 %. Основные потери напора на низконапорных ГЭС – это потери в нижнем бьефе, составляющие на сельских ГЭС около 10 %, а в отдельных случаях – 15...20 %.

Оптимальный режим работы турбины ожидается при максимальном значении произведения  $H \cdot \eta$ :

$$\frac{Q}{P} = \frac{1}{9,8 \cdot H \cdot \eta}. \quad (3.4)$$

Следовательно, удельный расход  $Q/P$  при этом минимален.

Возможная выработка энергии гидростанции за определенный период – величина переменная, зависящая от расхода воды в реке. Следовательно, мощность водотока даже при постоянном напоре  $H$  непостоянна. Из-за несоответствия расхода воды в реке за тот или иной период потребному количеству энергии необходимо регулировать сток реки, то есть накапливать воду в период с небольшой нагрузкой, чтобы в дополнение к естественному стоку реки израсходовать этот запас в период, когда нагрузка увеличивается.

Различают следующие основные виды регулирования стока: суточное, сезонное, годовое и многолетнее.

**Суточное регулирование стока** заключается в следующем. Расход воды в реке в течение суток, как правило, меняется незначительно, и при работе в соответствии с водным режимом реки мощность на шинах гидростанций также постоянна. Но нагрузка гидростанции в течение суток колеблется. Таким образом, в некоторую часть суток ГЭС может не располагать всем количеством энергии, необходимым для обеспечения потребителей, а в другую часть суток на ГЭС может оказаться излишек воды, которую придется сбрасывать через холостой водосброс помимо турбин.

Пример изменения нагрузки ГЭС за сутки показан на рис. 3.8. Из графика видно, что нагрузка ГЭС в течение суток имеет максимум 100 кВт с 16 до 22 ч. Площадь графика нагрузки есть необходимое потребителям суточное количество электрической энергии (кВтч).



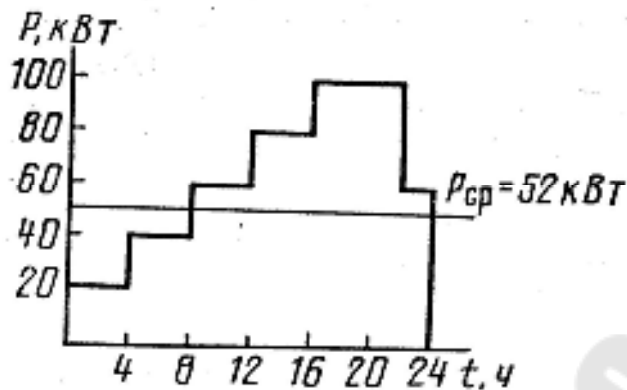


Рис. 3.10. Суточный график нагрузки ГЭС

Разделив суточное потребление электроэнергии (площадь графика нагрузки) на 24 ч, получим среднесуточную мощность, равную 52 кВт.

На графике нагрузки значение среднесуточной мощности ГЭС по водотоку представляет горизонтальную линию, параллельную оси абсцисс. Площадь, ограниченная этой прямой, выражает суточную выработку ГЭС по водотоку – 1072 кВт·ч. Нетрудно видеть, что при изолированной работе ГЭС не в состоянии обеспечить потребителей энергией, дефицит которой составит  $1520 - 1072 = 448$  кВт·ч в сутки. Однако мощность ГЭС с 24 до 8 ч больше потребной мощности и ГЭС в это время не использует всего расхода. С 8 до 24 ч, наоборот, ГЭС не в состоянии обеспечить всех потребителей электрической энергией.

Если при ГЭС имеется водохранилище, то в периоды избытка мощности в нем можно накапливать воду, а в периоды недостатка сбрасывать созданный запас. Перераспределение суточного расхода реки позволяет увеличить мощность ГЭС во время максимальной нагрузки и таким образом улучшить условия электроснабжения потребителей.

Суточное регулирование позволяет повысить мощность ГЭС в часы максимума нагрузки, несколько уменьшить ее среднесуточную мощность и выработку электроэнергии.

Для осуществления суточного регулирования требуется водохранилище относительно небольшой вместимости. Например, если ГЭС в течение суток работает 12 ч, а остальное время вода накапливается, то для этого требуется объем водохранилища, равный половине суточного стока в реке.

**Сезонное регулирование стока** осуществляется, если объем водохранилища позволяет сохранить воду в паводковые периоды года (весной и в летне-осенний период) и расходовать его в межень.

**Годовое регулирование стока** обеспечивается, если весь паводковый сток задерживается в водохранилище и расходуется в остальную часть года.

**Многолетнее регулирование** служит для выравнивания стока на протяжении ряда лет. Это достигается задержанием в водохранилище стока многоводных лет и пополнением им стока в маловодные периоды. Это наиболее совершенный вид регулирования, но он требует возведения водохранилищ наибольшего объема.

При сезонном регулировании стока определяют регулировочный период, началом которого считают начало паводка, наполняющего водохранилище. К началу паводка водохранилище должно быть опорожнено до наинизшего уровня. Весь расчетный период делят на интервалы – месяцы, декады или пятидневки, в течение которых приток воды и потребление считают постоянным, при этом получают ступенчатые графики притока и потребления воды.

Порядок расчета следующий. Для каждого интервала времени вычисляют объем притока воды в водохранилище, подсчитывают потери воды на испарение и фильтрацию и вычисляют приток нетто за каждый интервал времени. Потребность ГЭС в воде определяют в соответствии с графиком нагрузки. Сопоставляя приток воды нетто и потребности ГЭС, составляют баланс воды за каждый интервал времени. Затем, последовательно суммируя недостатки, находят максимальную их сумму, которая и определяет полезный объем водохранилища.

По размеру полезного объема водохранилища сезонного регулирования устанавливают максимальную глубину сработки водохранилища.

ГЭС могут работать изолированно в местах, удаленных от районных энергосистем, а также в районах, связь которых с энергосистемами затруднена природными условиями (горные районы, труднодоступные районы Сибири и др.).

Мощность изолированно работающей ГЭС выбирают, исходя из энергетических возможностей используемого водотока, условий электроснабжения потребителей и других местных условий рассматриваемого района. При сооружении изолированной ГЭС принимают одно из двух решений: либо ограничивают потребление энергии в соот-

ветствии с малыми расходами воды в реке и все сезонные излишки воды сбрасывают вхолостую, либо увеличивают потребление, допуская при этом неполное удовлетворение потребителей электроэнергией в маловодные периоды года.

Рассмотрим выбор мощности изолированно работающей ГЭС для ГЭС с суточным регулированием и без регулирования стока и для ГЭС с сезонным регулированием стока.

**Выбор мощности ГЭС с суточным регулированием стока и без него.** Мощность изолированно работающей ГЭС с суточным регулированием определяют, исходя из условия покрытия суточного графика потребления энергии в маловодные сутки наиболее напряженного сезона года, то есть

$$P = 9,81 \cdot k \cdot Q_{\text{в}} \cdot H \cdot \eta, \quad (3.5)$$

где  $Q_{\text{в}}$  – среднесуточный расход в реке 75 ... 80 % обеспеченности за расчетный сезон года;

$k$  – коэффициент суточной неравномерности графика нагрузки за расчетный сезон года;

$\eta$  – КПД агрегата ГЭС, принимаемый равным 0,78 ... 0,8;

$H$  – напор, определяемый для приплотинной ГЭС как разность средней отметки верхнего бьефа и горизонта нижнего бьефа исходя из одновременной работы всех установленных турбин на полную мощность, то есть при  $Q_{\text{турб}} = k_{\text{н}} \cdot Q_{\text{в}}$ .

Есть другой способ определения мощности изолированно работающей ГЭС, при котором сначала определяют возможную среднесуточную выработку энергии станции за маловодные сутки по стоку 75...80% обеспеченности в расчетный сезон года, то есть

$$W_{\text{в}} = 24P.$$

После этого подбирают такого потребителя электроэнергии, который удовлетворял бы условию

$$W_{\text{в}} = W,$$

где  $W$  – потребная суточная выработка энергии (площадь суточного графика нагрузки).

Максимальная ордината графика нагрузки определит мощность ГЭС. Мощность изолированно работающей ГЭС, не имеющей суточного регулирования, определяется по формуле

$$P = 9,81 \cdot Q_{\text{в}} \cdot H \cdot \eta, \quad (3.6)$$

**Выбор мощности ГЭС при сезонном регулировании стока.** Выбору мощности ГЭС при сезонном регулировании стока предшествует расчет по регулированию стока. В этом расчете выявляют регулирующий объем водохранилища, устанавливают размеры добавочных пропусков воды из него в маловодное время года и определяют средний месячный напор ГЭС в соответствии с принятым режимом сработки водохранилища. Становятся известными расход воды и напор на расчетный год. Затем находят установленную мощность ГЭС по расходам воды в месяцы наибольшего спроса на энергию.

На основе расчетов сезонного регулирования для маловодного реального года, близкого к году 75...80%-ной обеспеченности по стоку, находят значения зарегулированных расходов. Мощность гидроэлектростанции определяют по расходу воды за период наибольшего спроса электроэнергии с учетом суточного регулирования, то есть

$$P = 9,81 \cdot k \cdot Q_p \cdot H \cdot \eta, \quad (3.7)$$

где  $Q_p$  – зарегулированный среднесуточный расход воды за период наибольшего спроса электроэнергии (за расчетный сезон года);

$H$  – напор, соответствующий одновременной работе всех установленных на ГЭС турбин на полную их мощность, то есть при

$$Q_{\text{турб}} = k \cdot Q_{\text{НР}}.$$

**Выбор мощности гидроэлектростанции при работе ее в энергетической системе.** Для лучшего обеспечения потребителей электрической энергией и улучшения работы гидроэлектростанции она должна работать параллельно с тепловой электростанцией или энергосистемой. Тепловая станция, объединенная с одной или несколькими гидроэлектростанциями в местную энергетическую систему, вырабатывает энергию в то время, когда энергии гидроэлектростанции недостаточно для обеспечения потребителей.

Если установленную мощность ГЭС выбрать больше в маловодное время года, гидроэлектростанция может выработать дополнительное количество электроэнергии. В это время нет необходимости в работе тепловой станции. Тепловая станция обычно включается в работу в маловодный сезон, когда расход воды в реке не обеспечивает нужного количества электроэнергии. Кроме того, низконапорные ГЭС останавливаются из-за подъема воды в нижнем бьефе во время половодья/и эту особенность следует учитывать при выборе мощности гидравлической и тепловой станций. Период половодья длится от 2 до 4

недель. Таких проблем не возникает на высоконапорных ГЭС горных рек, которые могут обеспечить потребителей необходимым количеством электроэнергии без участия тепловых станций.

Рассмотрим методику определения мощности совместно работающих гидро- и тепловой станций для двух следующих вариантов.

**Вариант 1.** Количество гидроэнергии достаточно для обеспечения заданного графика нагрузок потребителей гидростанции, при этом мощность гидростанции определяется максимумом графика  $P$ , а мощность тепловой станции – нагрузкой в период остановки гидростанции  $P_{\text{п}}$ .

Порядок выбора мощности в этом случае следующий. По расходам воды маловодного периода рассчитывают мощность ГЭС  $P_{\text{ГЭ}}$  по которой определяют состав потребителей и район обслуживания. Мощность тепловой станции определяют из условия обеспечения электроэнергией основных потребителей во время половодья  $P_{\text{Т}}$ .

**Вариант 2.** Количество энергии реки недостаточно для обеспечения потребителей электроэнергией.

Мощность ГЭС в этом случае рассчитывают по расходу воды в реке. Тепловая станция должна обеспечить электроэнергией в половодье основных потребителей, а в остальное время выработать недостающее количество электроэнергии.

Для рационального распределения нагрузки между станциями необходимо руководствоваться следующими правилами.

1. В маловодный период, например зимой, базисная часть графика электрических нагрузок должна обеспечиваться тепловой станцией, а пиковая часть – гидростанцией.

2. При больших расходах воды в реке следует полностью загружать гидростанцию, а недостающую энергию вырабатывать на тепловой станции.

Более точно выбор мощностей электростанций и распределение нагрузки между ними следует осуществлять путем построения анализирующей кривой. Для построения анализирующей кривой (рис. 3.9) суточный график нагрузок делят по высоте на горизонтальные полосы, площадь каждой из которых соответствует количеству энергии  $W_1, W_2, \dots, W_n$ . Эти количества энергии откладывают последовательно в некотором масштабе по оси абсцисс от точки  $O$ , а затем восстанавливают перпендикуляры до пересечения с верхними границами полос на суточном графике соответствующих значений  $W_1, W_2, \dots, W_n$  и по-

лучают точки 1, 2, 3, 4, 5. Соединяя эти точки прямыми или плавной линией, получают анализирующую кривую 0-1-2-3-4-5, по которой можно определить энергию  $W$  для любого значения мощности  $P$ .

Например, пусть задан интервал мощности  $P_i$  равный отрезку  $ab$ . Проведя через точки  $a$  и  $b$  горизонтальные линии до пересечения с анализирующей кривой в точках  $v$  и  $z$ , из этих точек опускают перпендикуляр до пересечения с осью абсцисс в точках  $d$  и  $e$ . Отрезок  $de$  в масштабе представляет собой количество энергии, соответствующее значению мощности  $P_i$ .

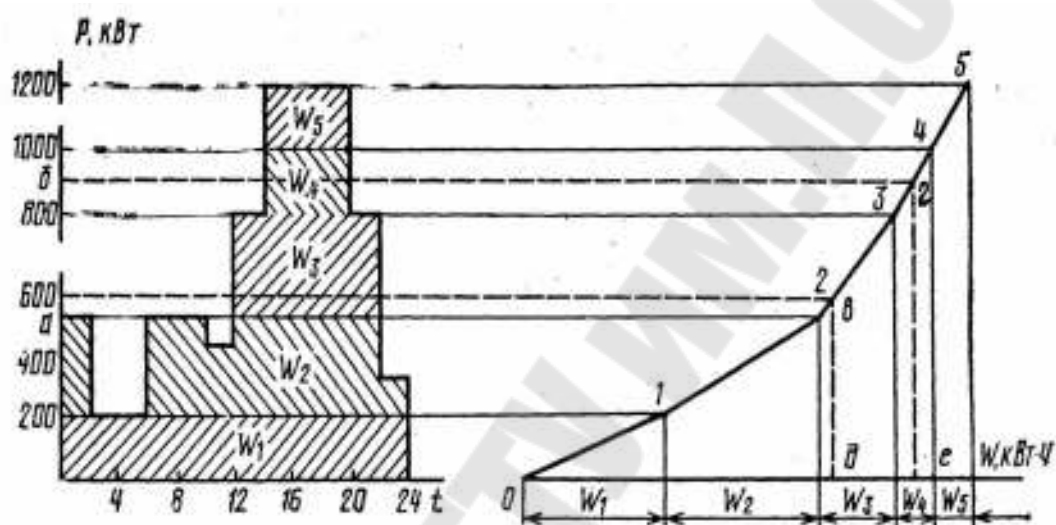


Рис. 3.9. Построение анализирующей кривой

Распределение нагрузки между гидро- и тепловой станциями при помощи анализирующей кривой выполняют отдельно для маловодных и многоводных дней. Расход в маловодные дни определяют за менее водный зимний месяц, обычно январь, а в качестве расхода многоводных дней принимают средний месячный расход, исключая период половодья. Определив расходы, вычисляют количество энергии  $W_{ГЭС}$ , которое может выработать ГЭС по наличию воды в январский день (рис. 3.10). Затем на анализирующей кривой для заданного графика с максимальной нагрузкой  $P_3$  и энергией  $W_3$  из точки  $a$  откладывают отрезок влево ( $av$ ), равный выработке электроэнергии на ГЭС  $W_{ГЭС}$ . Перпендикуляр из точки  $v$  до пересечения с анализирующей кривой в точке  $c$  равен мощности ГЭС (в масштабе)  $P_{ГЭС}$ .

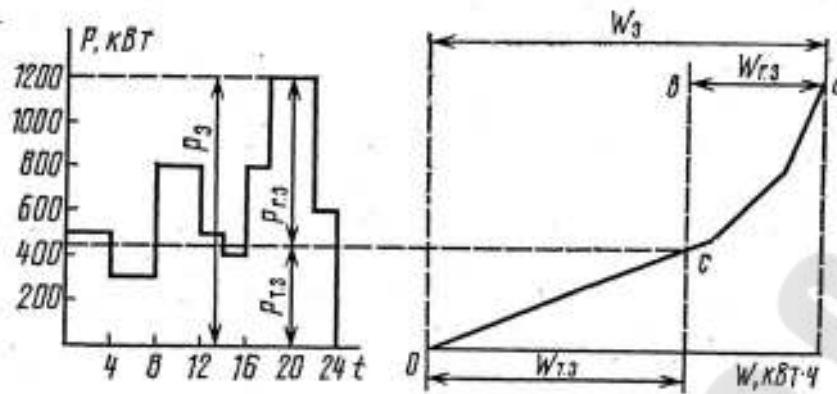


Рис. 3.10. Распределение нагрузки между гидро- и тепловой станциями при помощи анализирующей кривой в маловодный день

Мощность тепловой станции

$$P_{Т.З} = P_3 - P_{Г.З},$$

а выработанная электроэнергия на тепловой станции определяется как разность

$$W_{Т.З} = W_3 - W_{Г.З}.$$

График нагрузок и анализирующая кривая для многоводного дня приведены на рисунке 3.11. При частичном удовлетворении графика за счет энергии реки мощность ГЭС  $P_{Г.М}$  выбирают в нижней части графика.

От точки  $O$  откладывают значение электроэнергии, которая может быть выработана за счет энергии реки  $W_{Г.М}$ . Восстанавливая перпендикуляр из точки  $a$  до пересечения с анализирующей кривой в точке  $b$ , получают мощность гидравлической станции  $P_{Г.М}$ . Разность между максимальной мощностью  $P_{max}$  и  $P_{Г.М}$  дает значение мощности тепловой станции  $P_{Т.М}$ . Если потребители удовлетворяются полностью за счет гидравлической энергии, то рабочая мощность ГЭС  $P_{Г.М}$  равна максимуму нагрузки  $P_{max}$  и в это время тепловая станция не должна работать.

Мощность тепловой электростанции во время половодья должна быть не менее ее максимальной мощности в расчетные маловодные дни  $P_{Т.З}$ .

Ниже приведены обобщающие равенства для характерных эксплуатационных режимов обеих электростанций в маловодный и многоводный дни, а также в половодье:

$$\left. \begin{aligned} P_3 &= P_{Г.З} - P_{Т.З}; \\ P_{\max} &= P_{Г.М} - P_{Т.М}; \\ P_{\Pi} &= P_{Т.П}. \end{aligned} \right\} \quad (3.8)$$

Выработка гидроэнергии в маловодный год будет меньше, чем в средневодный, поэтому тепловая станция должна обеспечить производство недостающей электроэнергии. Такую проверку обычно устраивают для более крупных гидроэлектростанций.

Выше рассматривалась параллельная работа гидро- и теплоэлектростанции, однако местные энергосистемы целесообразно создавать и при наличии одних гидроэлектростанций. Следует присоединять гидроэлектростанции к крупным государственным энергетическим системам в тех случаях, когда они размещены вблизи. При этом можно увеличивать установленную мощность ГЭС, недостаток энергии в маловодный период пополнять от системы, а избыток энергии в многоводные периоды отдавать в систему.

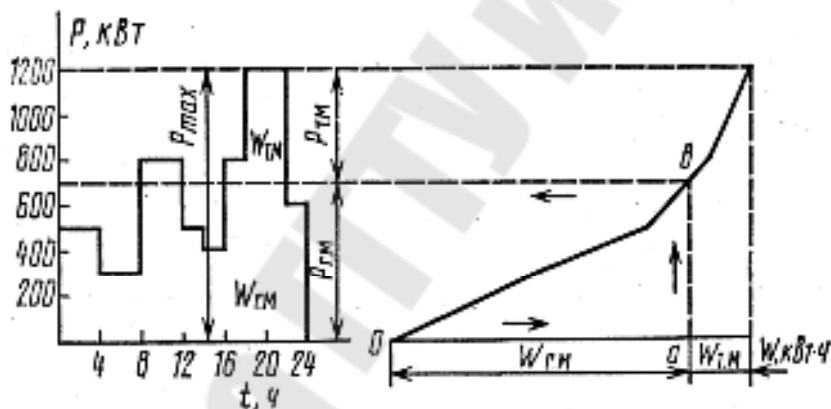


Рис. 3.11. Распределение нагрузки между гидро- и тепловой станциями при помощи анализирующей кривой в многоводный день

Электрические схемы изолированно работающих гидроэлектростанций такие же, как на рисунках 3.2 (а, б), 3.3, 3.4, а для ГЭС, работающих параллельно с системой, как на рисунке 3.5.

На сельских ГЭС генераторы мощностью выше 120 кВт всегда располагают на одном валу с гидротурбиной. Гидрогенераторы серии Си СВ имеют предельную мощность до 200 кВт, частоту вращения 600, 700 и 1000 об/мин, напряжение 400/230 В.

В таблице 3.5 приведены основные данные некоторых генераторов серий С и СВ.



Таблица 3.5

## Основные данные генераторов серий С и СВ

Тип генератора	Частота вращения, об/мин	Мощность		Напряжение, В	η, %	Масса, т
		кВ·А	кВт			
С11-4-6	1000	80	64	400/230	89,5	0,91
С12-5-6	1000	155	124	400/230	91,7	1,45
С12-7-6	1000	215	172	400/230	92,5	1,77
С13-7-8	750	240	192	400/230	92,3	2,18
СВ11-4-6	1000	80	64	400/230	89,5	1,36
СВ12-5-8	750	125	100	400/230	90,8	1,60
СВ13-4-8	750	150	120	400/230	90,0	1,62

ГЭС мощностью от 200 до 800 кВт оснащены генераторами серий ГС. Числитель дроби, стоящей за буквами, означает размер (см) внешнего диаметра статорных листов активной стали, знаменатель – длину сердечника статора (см). Генераторы этой серии имеют частоту вращения от 250 до 1000 об/мин, а напряжение 6,3 и 0,4 кВ. Основные данные генераторов серии ГС приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.8

## Основные данные генераторов серии ГС

Тип генератора	Частота вращения, об/мин	Мощность		Напряжение, В	η, %	Масса, т
		кВ·А	кВт			
ГС116/34-6	1000	650	520	6,3	94,8	6,6
ГС140/49-10	600	1050	840	6,3	94,5	10,0
ГС140/49-12	500	700	560	6,3	94,1	10,25
ГС213/11-20	300	250	200	0,4/0,23	92,0	6,9
ГС213/20-20	300	550	440	6,3	92,9	9,6
ГС260/24-28	214	940	760	6,3	94,1	12,5

В таблице 3.7 приведены данные ряда гидрогенераторов серии ВГС, имеющих частоту вращения от 150 до 300 об/мин. Гидрогенераторы ВГС составляют группу вертикальных тихоходных машин, устанавливаемых почти на всех низконапорных ГЭС равнинной части страны.

Для подбора гидрогенераторов к турбинам составлены специальные номограммы.

Основные данные гидрогенераторов серии ВГС

Тип генератора	Частота вращения, об/мин	Мощность		Напряжение, В	$\eta$ , %	Масса, т
		кВ·А	кВт			
ВГС213/11-24	250	200	160	0,4/0,23	88,0	6,5
ВГС213/24-24	250	500	400	0,4/0,23	90,5	9,2
ВГС260/24-24	250	1200	960	6,3	93,0	17,5
ВГС260/29-24	250	1500	1200	6,3	93,2	18,5
ВГС213/15-28	214	225	180	0,4/0,23	88,8	7,1
ВГС260/29-28	214	1250	1000	6,3	92,5	18,5
ВГС260/20-40	150	450	360	6,3	90,0	16,5
ВГС260/29-40	150	750	600	6,3	90,8	18,5

### 3.5. Ветроэлектрические станции

Для районов, удаленных от сетей мощных энергосистем, энергия ветра может служить источником электроснабжения. Основная причина недостаточного применения ветроэлектрических станций (ВЭС) заключается в низком качестве вырабатываемой электроэнергии, обусловленном неравномерностью ветрового напора как за короткие промежутки времени, так и за длительные, исчисляемые часами, сутками и месяцами. Это приводит к значительным колебаниям мощности, отдаваемой потребителям. Пульсация ветра вызывает колебания частоты вращения ветроколеса, что, в свою очередь, влечет за собой колебания напряжения и частоты переменного тока. В настоящее время для ВЭС применяют специальные устройства, аккумулирующие в той или иной степени энергию ветра, а также регуляторы напряжения и частоты вращения. Это позволяет снабжать потребителей электроэнергией для освещения и электропривода. При длительных провалах скоростей ветра потребитель должен получать питание от резервного источника. Наиболее эффективна параллельная работа ВЭС с одиночными ГЭС и ДЭС, а также с энергетической системой.

В случае сооружения ВЭС, присоединяемой к сети ГЭС, можно увеличить расчетный расход и мощность ГЭС при неизменных условиях обеспеченности потребителей электроэнергией. Работа ВЭС в системе тепловых электростанций позволяет экономить топливо и может быть эффективна в некоторых сельскохозяйственных районах Средней Азии, Казахстана и на юго-востоке европейской территории страны.

Установленная мощность ветродвигателя  $P_y$  зависит от графика нагрузки и среднегодовой скорости ветра данного района. Средняя мощность графика нагрузки  $P_{cp}$  определяется из выражения

$$P_{cp} = W_{cp} / 24, \quad (3.9)$$

где  $W_{cp}$  – среднесуточный расход энергии за сезон.

Установленную мощность ветродвигателя определяют по средней мощности на валу генератора:

$$P_y = P_{cp} / (k \cdot \eta_{несовп} \cdot \eta_{ген} \cdot \eta_m), \quad (3.10)$$

где  $k$  – коэффициент использования установленной мощности ветродвигателя;

$\eta_{несовп}$  – коэффициент несовпадения графика нагрузки;

$\eta_{ген}$  – КПД генератора;

$\eta_m$  – механический КПД.

Подсчитанная по формуле (3.10) установленная мощность ветродвигателя должна равняться максимальной мощности графика нагрузки или быть больше нее.

## Глава 4

# ОСОБЕННОСТИ СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

### 4.1. Общие сведения

Трансформаторные подстанции предназначены для преобразования электроэнергии из одного напряжения в другое и распределения электроэнергии. Подстанции состоят из силовых трансформаторов, распределительных устройств, устройств управления и других вспомогательных устройств.

В сельскохозяйственных районах используют районные трансформаторные подстанции (РТП) с высшим напряжением 110...35 кВ для передачи электроэнергии от энергосистемы до напряжения 6...35 кВ (в первую очередь до 10 кВ), распределения ее в районе и доведения до потребительских подстанций (ТП), обеспечивающих понижение напряжения с 6...35 до 0,38 кВ. По линиям 0,38 кВ электроэнергия доводится до приемников.

Распределительные устройства (РУ) служат для приема и распределения электроэнергии и содержат коммутационные аппараты, сборные шины, устройства релейной защиты и автоматики, измерительные приборы и другую вспомогательную аппаратуру.

Если основное оборудование РУ расположено на открытом воздухе, то это открытое распределительное устройство (ОРУ), если в здании – то закрытое (ЗРУ).

Широко используют комплектные распределительные устройства (КРУ), которые состоят обычно из закрытых блоков и шкафов со встроенным в них оборудованием.

Если коммутационное распределительное устройство предназначено для наружной установки, то это КРУН.

Широко используют комплектные трансформаторные КТП. КТП и КРУН собирают на заводе и поставляются для монтажа в заводской сборке, что сокращает сроки строительно-монтажных работ и увеличивает надежность работы и обслуживания. Подстанции 6...10/0,4 кВ могут быть различных исполнений: мачтовые, открытые, все оборудование которых установлено на конструкциях или на опорах ВЛ.

Применяют как однострансформаторные, так и двухтрансформаторные подстанции, обеспечивающие большую надежность. Иногда

для потребителей I категории применяют подстанции глубокого ввода напряжением 35/0,4 кВ.

На КТП устанавливают силовые трансформаторы ТМГ (трехфазный, с естественной циркуляцией воздуха и масла, герметичный) мощностью от 25 до 1000кВ·А. Так как исполнение трансформатора герметичное, внутренний объем не имеет сообщения с окружающей средой, поэтому отбор пробы масла проводить не требуется. Также не требуется расходов на предпусковые работы и на обслуживание в течение всего расчетного срока службы трансформатора (25 лет).

Наряду с трансформаторами ТМГ возможно применение и обычных традиционных – ТМ.

#### **4.2. Схемы соединений районных трансформаторных подстанций**

Совокупность основного оборудования трансформаторов, сборных шин, коммутационных и других аппаратов первичной цепи и соединения между ними называют главной схемой подстанции. Схему приводят на чертеже в однолинейном исполнении, аппараты, как правило, отключены.

Районные трансформаторные понижающие подстанции по способу присоединения к линиям подразделяют на тупиковые (рис. 4.1, а), присоединяемые к концу линии, ответвительные (рис. 4.1, б) – к одной или двум проходящим линиям, проходные (рис. 4.1, в), включаемые в расщелку одной или двух линий, и узловые (рис. 4.1, г), у которых не менее двух питающих и несколько отходящих линий высокого напряжения.

Транзитные подстанции – это проходные и узловые, через шины которых энергия передается в обоих направлениях.

В сельскохозяйственных районах применяют в основном тупиковые, ответвительные и проходные подстанции.

На КТП применяют одинарную несекционированную шину (рис. 4.2, а) и одинарную секционированную (рис. 4.2, б). Первая предназначена для тупиковых и ответвительных подстанций, вторая – для проходных.

В реальном проектировании не рекомендуется применять двухтрансформаторные подстанции с одной питающей линией, а, следовательно, вариант рис. 4.2, а нежелателен, так как при КЗ на шинах, ремонте и ревизии шин, также шинных разъединителей все потребители отключаются.

Одинарная секционированная система шин характеризуется большей надежностью, так как при авариях и ремонтах на одной секции шин вторая остается в работе.

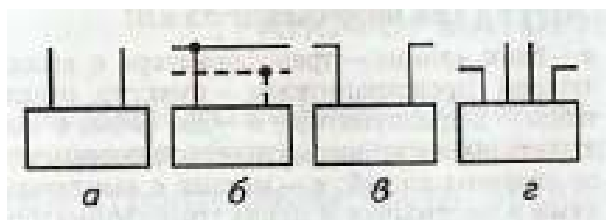


Рис.4.1. Типы подстанций: *a* – тупиковая; *б* – ответвительная; *в* – проходная; *г* – узловая

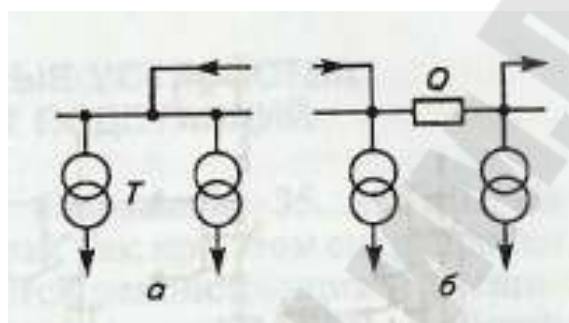


Рис.4.2. Одинарные несекционированная (*a*) и секционированная (*б*) схемы соединения шин подстанций: *T* – трансформатор; *Q* – выключатель

Различают две принципиальные схемы на сельских РТП: блок «линия – трансформатор» – несекционированные шины и «мостик» – секционированные.

На рисунке 4.3 приведены главные схемы РУ на напряжение 35 кВ.

Здесь следует подчеркнуть, что подстанции с отделителем и короткозамыкателем со стороны высшего напряжения более дешевые, но в эксплуатации удобнее и надежнее все-таки выключатель. Примерно половина всех сельских РТП оснащена отделителями и короткозамыкателями. Подстанции 35... 10/6... 10 кВ будут проектировать и сооружать с выключателями со стороны высшего напряжения.

Схема соединения двухтрансформаторных подстанций блок «линия – трансформатор» представляет собой две схемы однострансформаторных подстанций (рис. 4.3, *a*, *б*), подключенных к общим несекционированным шинам.

Схема соединения «мостик» (рис. 4.3, *в*) показана на примере двухтрансформаторной подстанции проходной напряжением 35/6...

10 кВ с выключателем в перемычке с короткозамыкателем и отделителем в качестве коммутационных аппаратов.

Поврежденный трансформатор автоматически отключается выключателем (после срабатывания отделителя), а второй трансформатор при двухстороннем питании будет подключен к обеим питающим линиям. Как правило, эти схемы применяют на напряжение 110 кВ с ремонтной перемычкой, а на напряжение 35 кВ – без нее.

Двухтрансформаторные проходные подстанции напряжением 110/6... 10 кВ отличаются от РТП 35/10 кВ (рис. 4.4) наличием ремонтной перемычки, показанной на рисунке 4.4 пунктиром. Перемычка необходима для выведения в ремонт секционирующего выключателя.

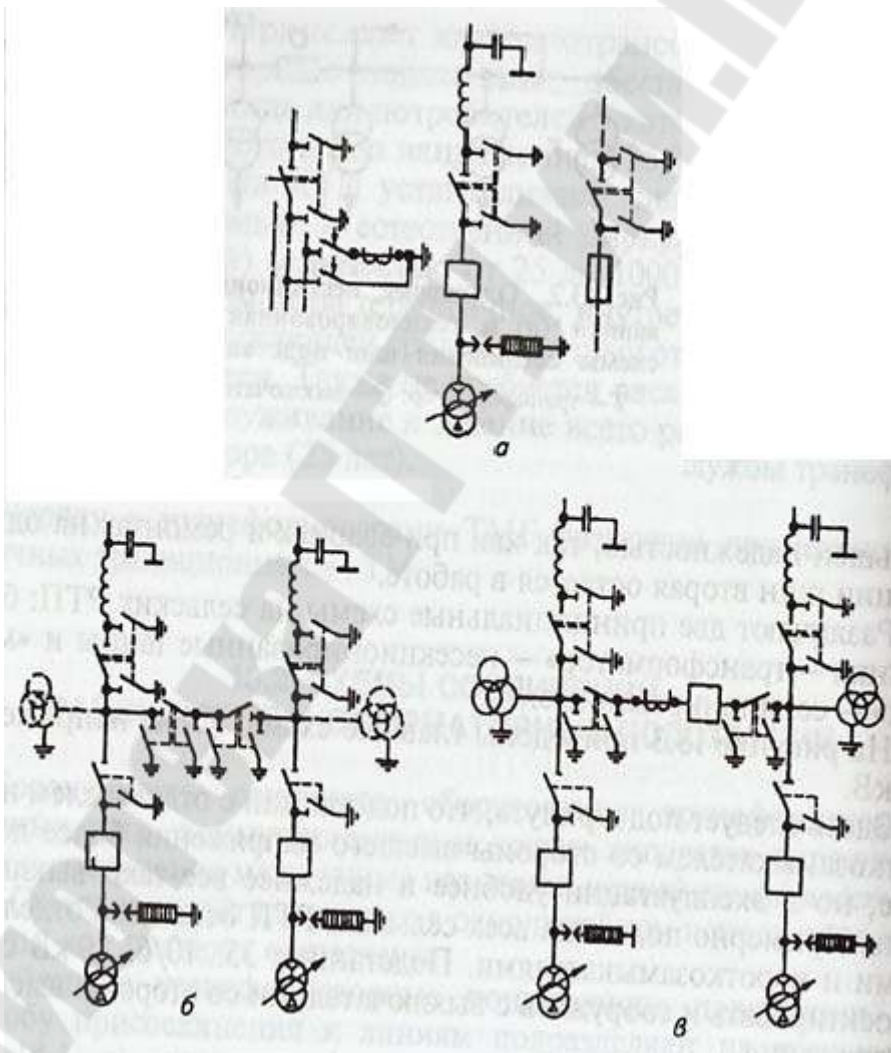


Рис.4.3. Главные схемы соединений РУ на напряжение 35 кВ:  
а – блок «линия – трансформатор» с выключателем (предохранителем – пунктир, отделителем – штрихпунктир); б – два блока с вы-



ключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;  
в – мостик с выключателями в перемычке и цепях трансформаторов

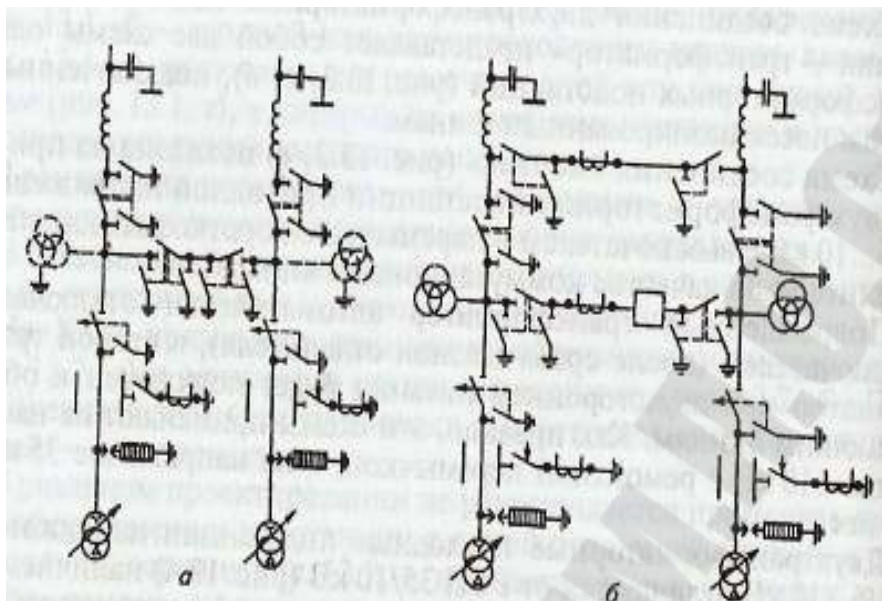


Рис. 4.4. Главная схема соединений проходной двухтрансформаторной подстанции с короткозамыкателями и отделителями 110...35/6...10 кВ без перемычки (а), с перемычкой (б)

### 4.3. Распределительные устройства трансформаторных подстанций

Распределительные устройства на напряжение 35...110кВ. Их выполняют обычно открытого типа, так как при этом сокращается объем строительной части, упрощаются реконструкция и расширение РУ. При этом увеличивается занимаемая площадь, а оборудование, особенно изоляция, подвергается большому загрязнению и запылению.

Оборудование на ОРУ отличается от соответствующего для внутренней установки, особенно изоляторы. Оборудование подстанции устанавливают на фундаментах или на стальных или железобетонных основаниях, высота которых определяется электробезопасностью для людей. Сборные шины ОРУ представляют собой алюминиевые, сталеалюминиевые или стальные провода, а также полосы трубы и шины из профилей алюминия или алюминиевых сплавов электротехнического назначения. Гибкие провода, укрепляемые с помощью подвесных изоляторов на стальных или железобетонных опорах, наиболее часто применяют в качестве шин.



При монтаже ОРУ необходимо соблюдать расстояние между токоведущими частями и электрооборудованием, которые больше, чем для внутренней установки.

Токоведущие части аппаратов, проводники шин можно размещать на разной высоте в ОРУ во избежание пересечений.

Ручные приводы разъединителей обычно имеют съемные рукоятки. Их монтируют на тех же опорных конструкциях, что и разъединители. Молниеотводы изготовляют из стальных труб или стержней, закрепляют на опорах РУ или специальных опорах. Силовые кабели и сигнальные (контрольные) прокладывают по территории РУ в туннелях или каналах, которые прикрывают плитами из негорючих материалов. Территорию ОРУ ограждают забором высотой 2,4 м.

Распределительное устройство напряжением 6...10 кВ делают комплектным, для наружной установки (КРУН), с расположением сборных шин электрооборудования, релейной защиты, сигнализации и другого оборудования в металлических шкафах брызгозащитного исполнения различных типов (К-49, К-59, XXVI, К-ХІІІ серии К-30 и многие другие). Среди шкафов различного исполнения предпочтительнее шкафы с коридором обслуживания и оборудованием на выкатных тележках. В коридор выдвигается оборудование и производится осмотр и ремонт на безопасном расстоянии от токоведущих частей. Безопасная работа обеспечивается защитными шторками, которые при выкатывании тележки автоматически закрываются. Предусмотрена также блокировка для предотвращения вкатывания и выкатывания тележки при включенном выключателе, а сама тележка заземлена с помощью скользящих самоустанавливающихся элементов (контактов). В коридоре обслуживания имеется освещение и аварийная вентиляция.

Оборудование присоединено к КРУ посредством контактов главных цепей. Подвижная часть этих контактов жестко связана с оборудованием, так что при выкатывании тележки с оборудованием контакты размыкаются, обеспечивая видимый разрыв, выполняя при этом функцию разъединителя.

На рисунке 4.5 показана ячейка отходящей линии КРУН напряжением 10 кВ серии К-47. КРУН со стационарной установкой основного оборудования типа КРН-IV-10 имеет разъединитель для обеспечения видимого разрыва.

В КРУН могут быть вмонтированы по желанию заказчика выключатели малообъемные или вакуумные.

В типовой КРУН-10 (на один силовой трансформатор) входят следующие шкафы: ввода 10 кВ, трансформатора собственных нужд подстанции для освещения, питания оперативных и сигнальных цепей подстанции; трансформатора напряжения НТМИ-Ш или НАМИ-10 для измерения напряжения, электроэнергии, питания цепей релейной защиты, для контроля изоляции в сетях 10 кВ; четырех отходящих линий. Шкаф ввода и отходящих линий 10 кВ оснащены одинаковым оборудованием: выключатель маломасляный или вакуумный, разъединитель или разъемы, трансформаторы тока, измерительные приборы, амперметр, вольтметр, счетчики активной и реактивной энергии, релейная защита и автоматика. По желанию заказчика отходящих линий может быть больше.

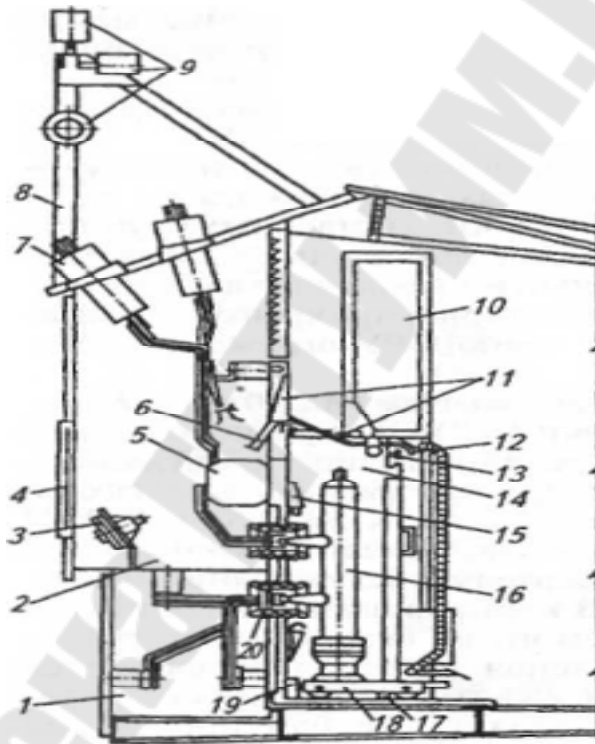


Рис. 4.5. Ячейка отходящей линии КРУН напряжением 10 кВ серии К-47:

- 1 – отсек сборных шин; 2 – отсек ввода; 3 – вентилятор; 4 – дверь; 5 – трансформатор тока; 6 – заземляющий разъединитель; 7 – проходной изолятор; 8 – кронштейн линии; 9 – опорные линейные изоляторы; 10 – шкаф релейный; 11 – разгрузочные клапаны; 12 – привод механизма заземления; 13 – устройство блокировки; 14 – отсек выкатной тележки; 15 – шторка; 16 – выключатель напряжением 10 кВ; 17 – узел фиксации выкатной тележки; 18 – выкатная тележка; 19 – нагревательный элемент; 20 – проходные изоляторы с неподвижными разъединяющими контактами

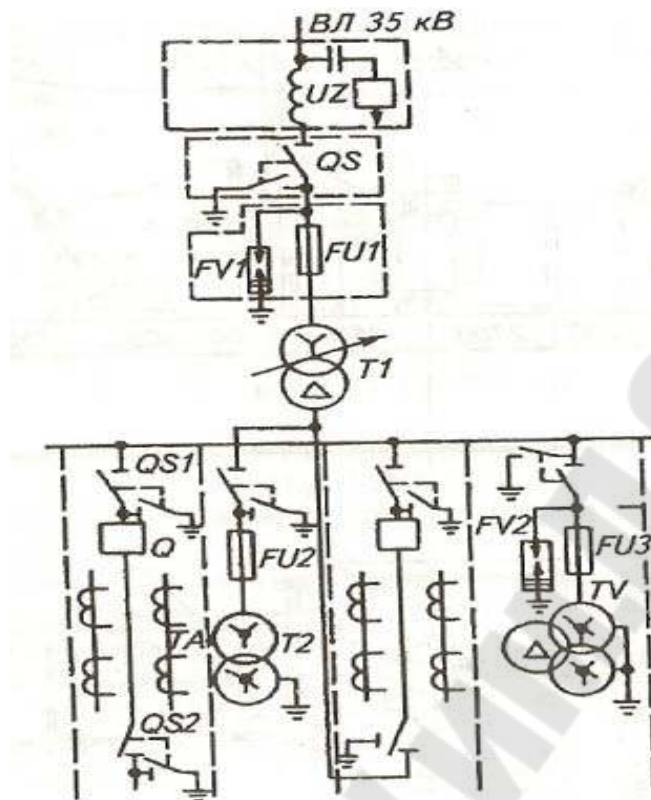


Рис. 4.6. Принципиальная схема соединений тупиковой однитрансформаторной подстанции КТП35/10 кВ мощностью 630...1000 кВА

На рисунке 4.6 дана принципиальная схема соединений тупиковой однитрансформаторной подстанции КТП 35/10 кВ мощностью 630... 1000 кВА.

Шкаф трансформатора собственных нужд укомплектован трансформатором Т2 ТМ-25/10 мощностью 25кВА, который подключен к выводам силового трансформатора в целях сохранения питания потребителей собственных нужд подстанции при отключении ввода в КРУ напряжением 10 кВ. От КЗ предусмотрен предохранитель FU2 ПКТ-10; для оперативного отключения в шкафу установлен разъединитель РВЗ-10 с заземляющими ножами.

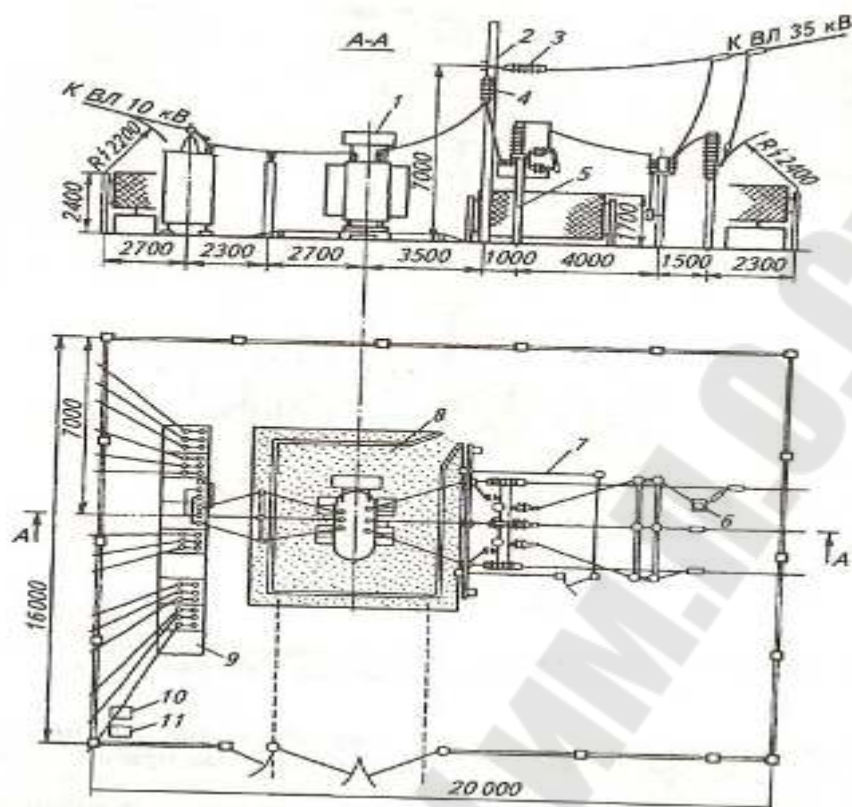


Рис. 4.7. Общий вид и план однотрансформаторной тупоковой подстанции КТП 35/10 кВ мощностью 630...1000 кВА:

- 1 – трансформатор напряжением 35/10 кВ; 2 – портал ввода;
- 3 и 4 – натяжная и подвесная гирлянды изоляторов; 5 – блок предохранителей и разъединителей; 6 – блок высокочастотной связи;
- 7 – ограда; 8 – фундамент трансформаторов с гравийной отсыпкой;
- 9 – шкаф аппаратуры связи и телемеханики; 10 и 11 – шкафы пожарного и эксплуатационного инвентаря

Трансформатор напряжения НТМИ-10 или НАМИ-10 защищен от сверхтоков предохранителями FU3 ПКН-10 и от перенапряжений разрядниками FV2 РВП-10.

На рисунке 13.7 изображен план и общий вид подстанции. Дополнительно предусмотрен шкаф КРУН 9 для аппаратуры связи и телемеханики. Для обеспечения безопасности обслуживания ОРУ блок предохранителей и разъединителей отделен от остального оборудования сплошной или сетчатой оградой 7 высотой 2 м с калиткой, связанной механической блокировкой с разъединителями. Вход за ограду возможен только при отключенном разъединителе.

Под трансформатором в противопожарных целях устроена гравийная отсыпка 8 высотой не менее 150 мм, выступающая за габариты трансформатора не менее чем на 1 м.

#### 4.4. Принципиальная электрическая схема подстанции 110/10 кВ

На рисунке 4.8 показана главная схема электрических соединений подстанции КТПБ-110/35/10 с одним трехобмоточным трансформатором, обеспечивающим получение напряжения как 35 кВ, так и 10 кВ.

На рисунке 4.9 в качестве примера приведена одна из схем современной сельскохозяйственной подстанции напряжением 110/10 кВ с двумя трансформаторами мощностью 2500...10 000 кВА. Трансформаторы обеспечивают автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой. ОРУ напряжением 110 кВ имеет мостиковую схему с выключателем в основной перемычке и дополнительной ремонтной перемычкой.

К подстанции подходят две линии напряжением 110 кВ. На входе подстанции на каждой линии устанавливают конденсаторы связи СМП (СМК) фильтров присоединения ФПУ и высокочастотные заградители ВЗ (полные обозначения этих и других аппаратов приведены на рис. 4.9), которые обеспечивают возможность присоединения аппаратуры высокочастотной связи и соответственно передачу по линиям напряжением 110 кВ телефонных и телемеханических сигналов. При этом можно управлять подстанцией и контролировать ее работу с диспетчерского пункта района электрических сетей (РЭС).

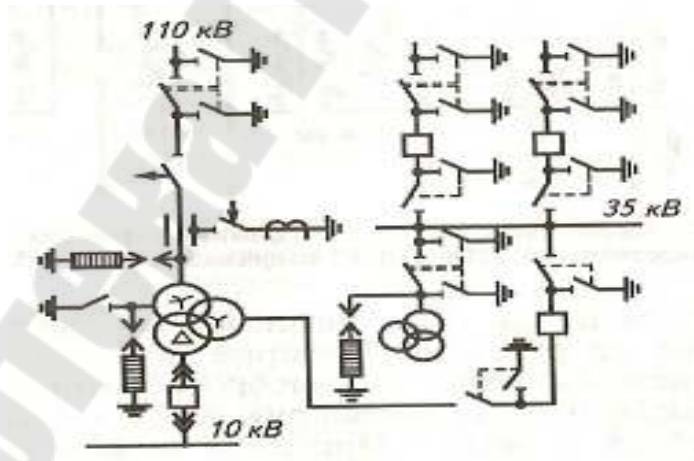


Рис. 4.8. Главная схема соединений подстанции КТПБ-110/35/10

Ремонтная перемычка состоит из двух разъединителей РНДЗ-1 с заземляющими ножами. Последние механически заблокированы (показано пунктиром) с разъединителем, они могут быть включены только при его отключении. Трансформатор тока ТФНД устанавливают в



перемычке при наличии специального обоснования (отмечено звездочкой). Далее в цепи каждого трансформатора устанавливают разъединитель РНДЗ-2 с двумя заземляющими ножами (с обеих сторон), также заблокированными с разъединителями.

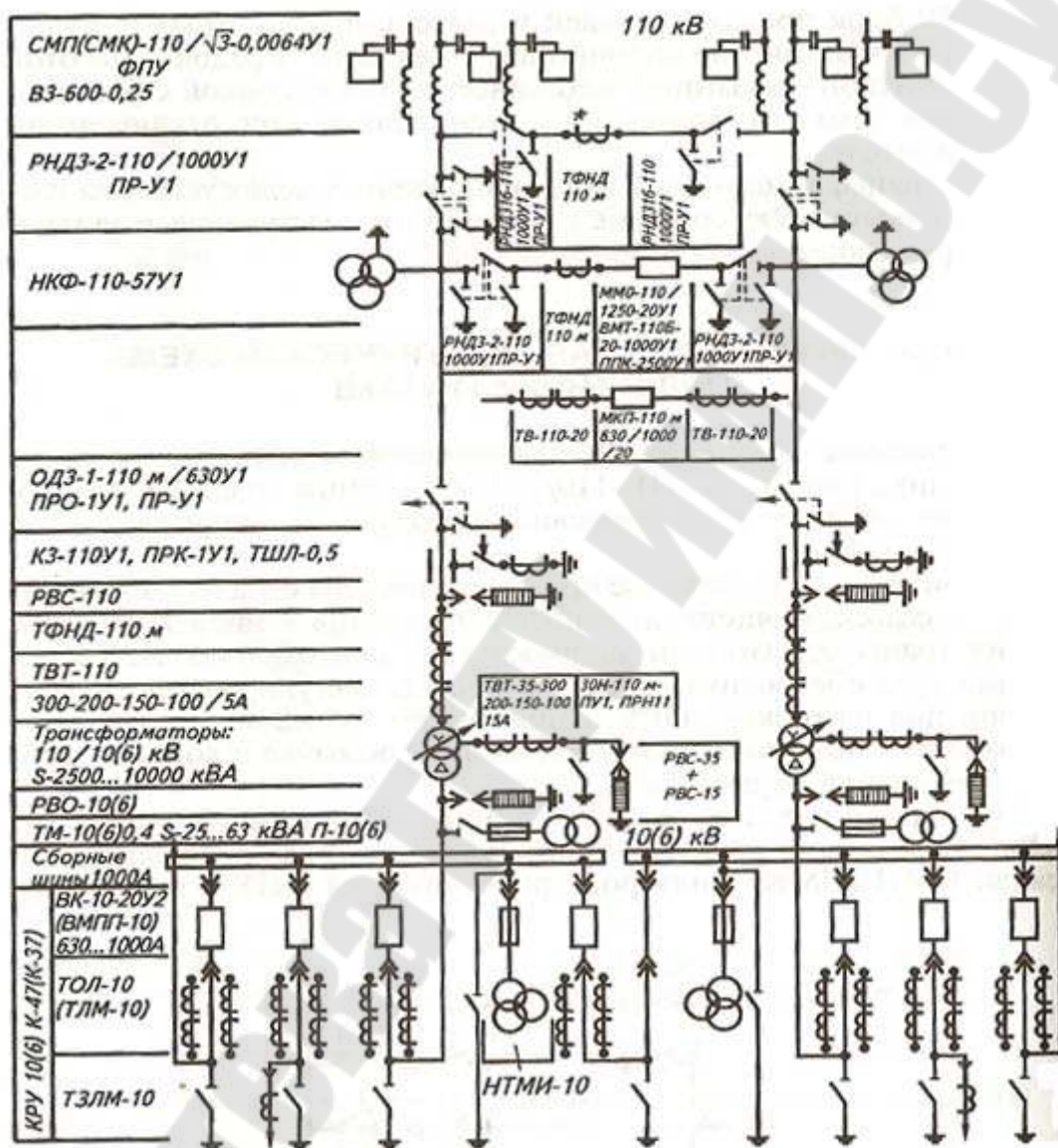


Рис. 4.9. Схема электрических соединений первичных цепей подстанции КТПБ-110/10 напряжением 110 кВ

В основной перемычке размещены масляный выключатель ММО (ВМТ или МКП) и два разъединителя РНДЗ-2. При использовании выключателей ММО или ВМТ устанавливают трансформатор тока ТФНД, а при наличии выключателя МКП используют встроенные в его проходные изоляторы трансформаторы тока ТВ. Два транс-

форматора напряжения НКФ предназначены для питания защиты, автоматизации и измерения (схемы этих устройств могут быть различными в зависимости от конкретных условий).

После переключки включены отделители с заземляющими ножами ОДЗ и короткозамыкатели КЗ. Трансформатор тока ТШЛ в цепи короткозамыкателя обеспечивает блокировку, не допускающую отключение отделителя при протекании тока КЗ. Перед обмоткой напряжением 10 кВ трансформатора включены вентильные разрядники РВС. В качестве основных используют трансформаторы тока ТВТ, встроенные в проходные изоляторы силовых трансформаторов. При необходимости и соответствующем обосновании можно устанавливать трансформаторы тока ТФНД (отмечены звездочкой). Нейтраль обмоток напряжением 110 кВ трансформаторов можно заземлять через разъединители ЗОН (наглухо) или через вентильные разрядники РВС.

Распределительное устройство напряжением 10 кВ выполнено комплектным наружной установки (КРУН-10). В рассматриваемой схеме предусмотрена установка КРУН серии К-59 (К-47) с выкатными тележками и масляными выключателями ВК-10 (ВМПП-10). Конструкция шкафов К-47 рассмотрена более подробно далее.

РУ напряжением 10 кВ имеет две секции шин, которые нормально работают отдельно (секционный выключатель, связывающий две секции шин напряжением 10 кВ, в нормальном режиме отключен). К каждому вводу напряжением 10 кВ, т. е. к каждой секции шин, подключены вентильные разрядники РВО и через предохранители ПК — трансформаторы собственных нужд ТМ мощностью 25...63 кВА. Число ячеек (шкафов) отходящих линий определяют числом этих линий. Во всех цепях напряжением 10 кВ, где это требуется, используют однотипные трансформаторы тока с двумя сердечниками ТОЛ-10 (ТЛМ-10). К каждой секции шин через предохранитель ПКН присоединен трансформатор напряжения НТМИ или НАМИ. Предусмотрено заземление с помощью разъединителей вводов напряжением 10 кВ всех отходящих линий и цепи секционного выключателя.

В ОРУ токоведущие части аппаратов, проводники шин и ответвлений от них во избежание пересечений можно размещать на разной высоте. Ручные приводы разъединителей обычно имеют съемные рукоятки. Их монтируют на тех же опорных конструкциях, что и разъединители. Молниеотводы изготовляют из стальных труб или стержней и закрепляют на опорах РУ или специальных опорах. Сило-

вые кабели, например от трансформаторов, и сигнальные (контрольные) кабели прокладывают по территории РУ в туннелях или каналах, которые прикрывают плитами из негорючих материалов. Территорию ОРУ ограждают забором высотой не менее 2,4 м.

#### 4.5. Трансформаторные подстанции напряжением 6...10/0,4 кВ

Потребительские подстанции 6...10/0,4кВ питают распределительные трехфазные четырехпроводные электрические линии 0,38 кВ с заземленной нейтралью. Они бывают одно- и двухтрансформаторные, мощностью 25...630 кВА.

По типу ТП 10/0,4 кВ бывают КТП, МТП (мачтовые), а для потребителей первой категории по надежности – ЗТП (закрытые).

Основные схемы соединений РУ 10 кВ ТП приведены на рисунке 4.10.

КТП тупикового типа с одним трансформатором показана на рис. 4.10, *а*. От КЗ подстанция защищена предохранителем ПКТ-10 кВ. Разъединитель устанавливают на концевой опоре линии 10 кВ. Вместо разъединителя в цепи трансформатора при соответствующем обосновании может применяться выключатель нагрузки.

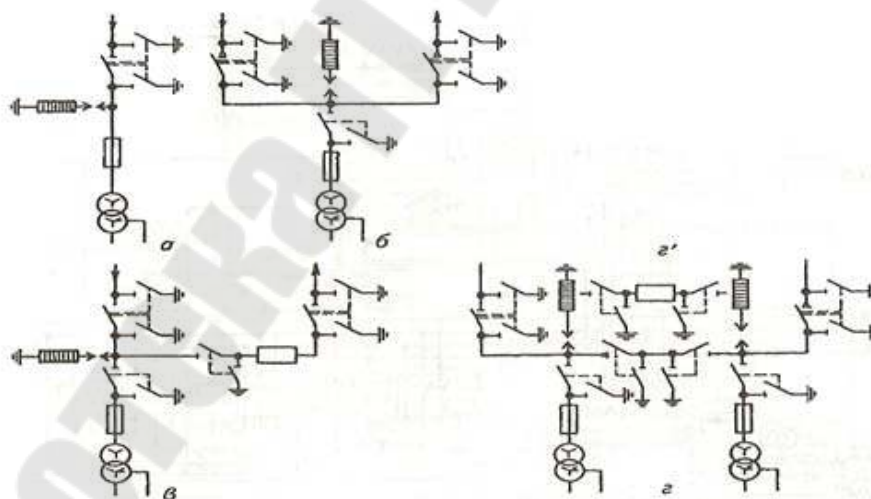


Рис. 4.10. Основные схемы соединений РУ напряжением 10 кВ подстанции напряжением 10/0,38 кВ: *а – в* и *г* – возможные варианты

Схема (рис. 4.10, *б*) с одним трансформатором и выключателем нагрузки в сети 10 кВ может питаться от сети 10 кВ как с односторонним, так и двухсторонним питанием. Однотрансформаторная под-



станция (рис. 4.10, в) совмещена с пунктом автоматического секционирования или пунктом АВР линии 10 кВ.

Схему с двумя трансформаторами и шинами 10 кВ, секционированными разъединителем и выключателем нагрузки (рис. 4.10, з), применяют в сетях 10 кВ с двухсторонним питанием, где допускается ручное секционирование ВЛ 10 кВ. Ее используют, когда подстанция совмещена с пунктом автоматического секционирования или пунктом АВР линией напряжением 10 кВ.

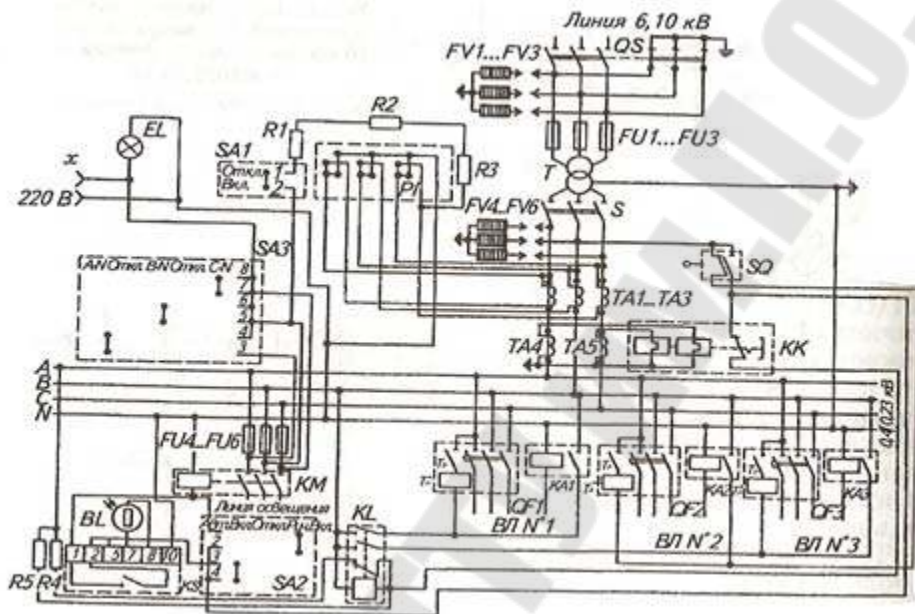


Рис. 4.11. Схема электрических соединений КТП напряжением 10/0,38 кВ, мощностью 25...160 кВА

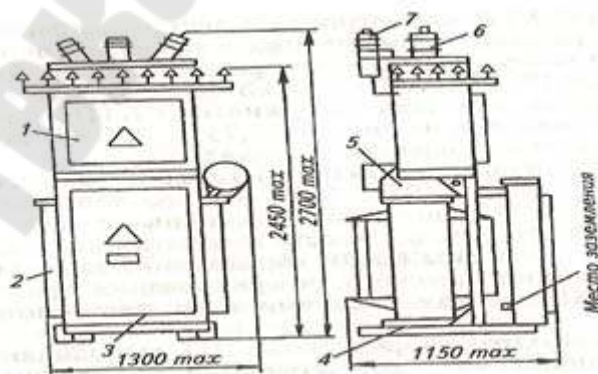


Рис. 4.12. Схема КТП напряжением 10/0,38 кВ, мощностью 25...160 кВА: 1 – вводное устройство 10 кВ; 2 – трансформатор; 3 – РУ напряжением 0,38 кВ; 4 – салазки (для трансформаторов)

мощностью 25...110 кВА); 5 – кожух; 6 – проходной изолятор;  
7 – вентильный разрядник

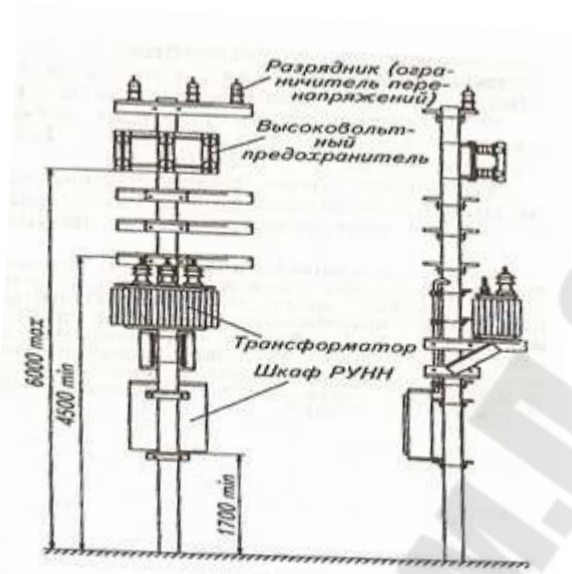


Рис. 4.13. Мачтовая трансформаторная подстанция МТП мощностью 25...100 кВА, напряжением 6 (10) кВ

Самый распространенный тип подстанции 10/0,38 кВ – КТП. На рисунке 4.11 приведена схема КТП мощностью 25... 160 кВА. ОРУ напряжением 10 кВ соответствует схеме, показанной на рис. 4.10, а. Оно состоит из блока разъединителей QS с заземляющими ножами, вентильных разрядников FV1...FV3 PC-10, предохранителей FU1...FU3, помещенных в верхнем вводном отсеке КТП. К выводам напряжением 0,4 кВ трансформатора Т подключены шины РУ напряжением 0,38 кВ, расположенные в нижнем шкафу. На вводе РУ установлены: ручной выключатель S, вентильные разрядники FV4...FV6 РВН01 и трансформаторы тока ТА1...ТА3 для питания счетчика активной энергии Р1 и тепловых реле КК ТРН-10. Для включения, отключения и защиты линий от КЗ установлены автоматические выключатели QF1...QF3 АЕ 2000М, ВА 51, А3700 с реле КА1...КА3 РЭ 571 т в нулевом проводе для повышения чувствительности к однофазным КЗ. Реле ТРН-10 срабатывает при перегрузке трансформатора и замыкает цепь катушки промежуточного реле КЛ. При срабатывании этого реле замыкаются цепи катушек независимых расцепителей одного или двух автоматических выключателей линии. Магнитный пускатель КМ служит для ручного управления уличным освещением с помощью выключателя SA2 или автоматического управления с по-

мощью фотореле ВL, а предохранители FU4...FU6 для защиты от КЗ Лампа ЕL предназначена для внутреннего освещения шкафа, а резисторы R1...R5 для обогрева счетчика и промежуточного реле.

Общий вид КТП 10/0,38 кВ мощностью 25... 160 кВА с герметичным трансформатором изображен на рис. 4.12.

Блок линейного разъединителя установлен на концевой опоре (на рисунке не показан). Привод разъединителя и дверь шкафа вводного устройства КРУ напряжением 10 кВ снабжены механическими замками блокировки.

Для электроснабжения мощных сельскохозяйственных потребителей (животноводческих комплексов, птицефабрик и т. д.) выпускают одно- и двухтрансформаторные подстанции проходного (КТПП) и тупикового (КТПТ) типов мощностью 250...630 кВА.

Проходную КТП составляют из двух однострансформаторных подстанций (блоков), помещенных в шкаф из листовой стали с дверями для обслуживания. Блок разделен на три отсека: трансформаторный, РУ 10 кВ и РУ 0,38 кВ. Блок устанавливают на фундаменте высотой 2 м. Для обслуживания КТПП предусмотрены подъемные площадки на высоте 0,75 и 0,95 м, которые после окончания работ располагают вертикально.

Схему соединений РУ 10 кВ КТПП выполняют в соответствии с рис. 4.10, а РУ 0,38 кВ – в соответствии с рис. 4.11, но число отходящих линий увеличивают до 4...6 на каждый трансформатор. На линиях вместо автоматических выключателей могут быть установлены блоки «предохранитель – выключатель» (БПВ). Для автоматического резервирования трансформаторов подстанции АВР между секциями шин предусмотрен автомат АВМ-10.

Закрытые двухтрансформаторные ТП выполняют по тем же схемам соединений, как и открытые. На секциях шин 10 и 0,38 кВ предусмотрен АВР. Оборудование располагают в зданиях на двух уровнях: на первом РУ 0,38 кВ и трансформатор, на втором – ЗРУ 10 кВ, состоящее из ячеек КСО-386.

Мачтовая трансформаторная подстанция мощностью 25...100 кВА, напряжением 6...10/0,4кВ с герметичным трансформатором показана на рисунке 4.13. Схема подстанции и защитная аппаратура такая же, как у КТП.

В сельском хозяйстве при небольшой однофазной нагрузке иногда применяют однофазные ТП мощностью 4...10кВА, напряжением 6...10/0,22 кВ.

Трансформаторы размещают на одностоечной опоре, на крышке трансформатора располагают предохранители, а выше – разъединители, управляемые снизу штангой.

## **4.6. Проектирование систем сельского электроснабжения**

### **4.6.1. Общие сведения**

Абсолютное большинство сельскохозяйственных потребителей получает электроэнергию от централизованного источника – государственных энергосистем. При этих условиях основа системы сельского электроснабжения – электрические сети. К ним относят те, по которым более 50 % расчетной нагрузки передается и распределяется между производственными сельскохозяйственными потребителями, а также непроизводственными и бытовыми потребителями в сельской местности.

Систему сельского электроснабжения необходимо спроектировать таким образом, чтобы она имела наилучшие технико-экономические показатели, т. е. чтобы при минимальных затратах денежных средств, оборудования и материалов обеспечивались требуемые надежность электроснабжения и качество электроэнергии. Задачу обеспечения электроэнергией потребителей при проектировании систем сельского электроснабжения надо решать комплексно с учетом развития в рассматриваемой зоне всех отраслей народного хозяйства, в том числе и несельскохозяйственных. Проектирование сельских электрических сетей необходимо проводить в соответствии как с общими директивными и нормативными документами (Правила устройства электроустановок, Правила технической эксплуатации и др.), так и со специально разработанными применительно к сельскому электроснабжению нормативными и методическими материалами (Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения, Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38...110 кВ сельскохозяйственного назначения и др.).

Существует мощный энергетический комплекс, обеспечивающий сельскохозяйственных потребителей электроэнергией, – система сельских электрических сетей напряжением 0,38... 110 кВ. Однако непрерывный рост нагрузки при появлении новых потребителей в зонах, уже охваченных централизованным электроснабжением, и при освоении новых сельскохозяйственных районов, необходимость повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии, изменение планировки населенных пунктов и т. д. требуют дальнейшего

развития электрических сетей. Оно включает в себя как новое строительство, так и расширение, реконструкцию сетей. Под новым строительством подразумевают сооружение новых электрических линий и подстанций, под расширением – установку на однострансформаторной подстанции второго трансформатора с соответствующим оборудованием, под реконструкцией – замену проводов на линиях напряжением 0,38 и 10кВ, перевод сетей с напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ, замену трансформаторов, установку средств компенсации реактивной мощности, секционирования, автоматизации, регулирования напряжения и т. п. Таким образом, реконструкция действующих электрических сетей связана с изменением электрических параметров линий и подстанций при частичном или полном сохранении строительной части объектов, а также с установкой дополнительных аппаратов и оборудования. В процессе реконструкции можно повысить пропускную способность действующих сетей, надежность электроснабжения и качество электроэнергии у потребителей.

Большое значение при проектировании систем сельского электроснабжения имеют предпроектные работы (схемы), в которых обосновывают технические решения по развитию электрических сетей в сельской местности на перспективу. Их подразделяют на схемы развития электрических сетей напряжением 35... 110 кВ, выполняемые по каждой области, краю, и схемы развития распределительных сетей напряжением 10 кВ, выполняемые по районам электрических сетей (РЭС). Эти схемы предназначены для использования при текущем и перспективном планировании развития электрических сетей. Одновременно они служат исходным материалом для составления технорабочих проектов строительства и реконструкции сетей, а также выполняют роль их технико-экономических обоснований. При разработке схем развития сетей определяют расчетные электрические нагрузки, конфигурацию и основные параметры сетей (марки и сечения проводов, места размещения новых подстанций, число и мощности трансформаторов на подстанциях и др.), выбирают средства регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, рассчитывают нормальные и послеаварийные режимы работы сетей, токи КЗ, разрабатывают мероприятия по снижению потерь электроэнергии и т. д.

Необходимость сооружения новых объектов, расширения и реконструкции этих сетей определяется нагрузками, которые предполагаются в конце расчетного периода, и требованиями к надежности

электроснабжения. Для выбора схем электроснабжения по новым жилищно-водоческих комплексов, а также существующих потребителей при росте их нагрузок проводят технико-экономическое сравнение вариантов при питании от действующих подстанции напряжением 35/10, 110/10 и 110/35/10 кВ по сетям 10 кВ с учетом их развития с вариантами строительства разукрупняющих под станций напряжением 35/10 или 110/10 кВ.

Схемы развития сетей напряжением 10 кВ разрабатывают на расчетный период, не считая года их составления. Схемы сетей 10 кВ выполняют в увязке со схемами сетей 35... 110 кВ. При этом учитывают перспективные схемы районных планировок, перспективы развития населенных пунктов, возможность осуществления комплексной автоматизации сетей.

Задание на проектирование. Первым этапом рабочего проектирования сельских электрических сетей, основанием для разработки проектно-сметной документации служит задание на проектирование, которое выдает заказчик.

В задании кроме общих пунктов (основание для проектирования, сроки выполнения, размер капитальных вложений и т. п.) указывают:

- для линий электропередачи 6...110 кВ – ориентировочную длину и число цепей, пункты присоединения, требования по разработке вариантов, мероприятия по освоению земель взамен занимаемых под опоры;

- для трансформаторных подстанций 35...110 кВ — вид строительства (новое, расширение, реконструкция), месторасположение подстанции, способ ее присоединения к сетям энергосистемы, тип подстанции (комплектная, блочная и т.д.), требования к средствам диспетчерского и технологического управления, требования к организации эксплуатации, требования по защите окружающей среды;

- для электрических сетей 380/220 В (линий и подстанций 10/0,38 кВ) – район и вид строительства (новое взамен пришедших в негодность, реконструкция), ориентировочную протяженность линий, тип трансформаторных подстанций, дополнительные требования (типы светильников уличного освещения, возможность применения различных марок проводов для устройства ответвлений от линии к вводам и др.).

Обследование потребителей. В тех случаях, когда исходные данные для проектирования отсутствуют или оказываются неполными,

необходимые дополнительные материалы для проектирования получают путем проведения энергоэкономического обследования потребителей.

При обследовании потребителей хозяйств собирают сведения об электрических нагрузках, их категоричности по надежности электроснабжения, источникам резервирования электроснабжения, числу, мощности и месту расположения трансформаторных подстанций напряжением 6... 10/0,38 кВ; уточняют генеральные и топографические планы населенных пунктов, на которые наносят существующие жилые дома, общественные постройки (в том числе и те, которые будут построены в период расчетного срока) с указанием площади помещений и установленной мощности электроприемников; получают в службе энергосбыта данные об удельном годовом потреблении электроэнергии на одну квартиру.

Технический проект и рабочая документация. Важные этапы проектирования – технический проект и рабочая документация. Для объектов сельского электроснабжения, при сооружении которых предполагают использовать типовые или повторно применяемые экономические индивидуальные проекты, а также для технически несложных объектов проектирование выполняют в одну стадию – технорабочий проект. При таком одностадийном проектировании разрабатывают технический проект объекта, который дополняют рабочей документацией на его сооружение.

Для крупных и сложных объектов в случаях применения новой технологии производства при специальном обосновании допускается выполнять проект в две стадии.

Основные методы расчетов, которые проводят при проектировании сельских электрических сетей (выбор нагрузок, электрический расчет сетей по различным показателям, механический расчет токов к.з., выбор аппаратуры и т. д.), рассмотрены в предыдущих главах. Поэтому далее приведены только некоторые дополнительные материалы, связанные с проектированием сетей.



#### **4.6.2. Выбор схем электрических линий и трансформаторных подстанций**

Выбор схем электроснабжения включает в себя выбор номинальных напряжений сети, ее конфигурацию, выбор и размещение трансформаторных подстанций различных напряжений, схемы их присоединения к источникам питания.

В систему централизованного электроснабжения сельского хозяйства входят: питающие сети, состоящие из линий электропередачи напряжением 35 и 110кВ и трансформаторных подстанций 110/35, 110/20, 110/10, 35/10 или 35/6 кВ; распределительные сети напряжением выше 1 кВ, включающие в себя линии напряжением 35, 20, 10 и 6 кВ и трансформаторные подстанции 35/0,38, 20/0,38, 10/0,38 и 6/0,38 кВ; распределительные сети напряжением ниже 1 кВ, состоящие из линий напряжением 0,38/0,22 кВ.

Небольшую часть устаревших сетей напряжением 6 кВ постепенно заменяют на сети 10 кВ. В основном применяют систему электроснабжения 110/35/10/0,38 кВ с тремя ступенями трансформации. Распространена двухступенчатая система распределения электроэнергии 110/10/0,38 кВ, а также возможно применение системы 110/35/0,38 кВ. При двухступенчатой системе распределения электроэнергии снижаются потребность в трансформаторной мощности (примерно на 30 %) и потери энергии, улучшается качество напряжения у потребителя.

Особенность распределительных сетей напряжением 10кВ определяется большой разбросанностью потребителей по территории при малой плотности нагрузки. С этим связано использование разветвленных (с глухими ответвлениями) радиальных сетей. В связи с повышением требований к надежности электроснабжения проводят большую работу по уменьшению протяженности и разветвленности электрических линий, кольцеванию (с работой в условно- замкнутом режиме) сетей напряжением 10 кВ и использованию двухстороннего питания подстанций напряжением 35...110/10 кВ. Двухстороннее питание этих подстанций рекомендуется, если на них по условиям надежности электроснабжения должны быть установлены два трансформатора или хотя бы одна из отходящих линий напряжением 10кВ не обеспечивается резервированием по сети напряжением 10 кВ от соседнего центра питания.

Конфигурация схем электрических сетей зависит от ряда факторов: числа потребителей, их размещения и категоричности по надеж-



ности электроснабжения потребителей, числа и размещения опорных подстанций энергосистем. Разнообразие этих факторов может приводить к большому числу вариантов схем построения и конфигураций сетей с различными технико-экономическими показателями. Поэтому выбор оптимального варианта – весьма сложная задача проектирования, которая еще более усложняется при наличии в рассматриваемом районе ранее сооруженных сетей. В связи с указанным для сравнения возможных вариантов схем электроснабжения и выбора наиболее экономичных из них целесообразно использовать ЭВМ.

В соответствии с нормами технологического проектирования по условиям защиты окружающей среды трассы воздушных линий следует по возможности прокладывать по землям несельскохозяйственного назначения, непригодным для сельского хозяйства, или по сельскохозяйственным угодьям худшего качества, приближать их к дорогам и существующим линиям. На землях Государственного лесного фонда трассы линий должны прокладываться преимущественно по участкам, не покрытым лесом или занятым кустарником и малоценными насаждениями, с использованием существующих просек, вдоль лесных полос.

Выбранные сети должны быть приспособлены к разным режимам работы при изменении нагрузки, а также в послеаварийных ситуациях. Целесообразно предусматривать, чтобы конфигурация и параметры сетей обеспечивали возможность последующего развития без серьезных изменений.

Схемы электрических сетей 35...110кВ следует строить таким образом, чтобы шины (секции шин) 10 кВ подстанций 35... 110 кВ, от которых осуществляется питание взаимно резервирующих линий 10кВ, были независимыми источниками питания. Две секции шин 10кВ двухтрансформаторной подстанции 35...110кВ считают независимыми источниками питания, если питание этой подстанции осуществляют не менее чем по двум линиям 35... 110 кВ. Если две подстанции 35...110/10 кВ, питающие взаимно резервирующие линии 10кВ, присоединены к одной линии 35...110кВ, отключение которой приводит к обесточиванию обеих подстанций, то одна из них должна иметь двухстороннее питание с возможностью автоматической подачи резервного питания при отключении общего участка линии 35... 110 кВ.

Если пропускная способность новых линий 35 кВ к концу рассматриваемого срока будет близка к пределу, следует рассмотреть вопрос технико-экономической целесообразности сооружения вместо

них линий 110 кВ с временной эксплуатацией на напряжении 35 кВ. Это допускается в тех случаях, когда длительность их эксплуатации на напряжении 35 кВ не будет превышать 5 лет.

Номинальные мощности районных трансформаторных подстанций (РТП) 35...110/10 и 110/35/10 кВ зависят от значения, характера и размещения нагрузки. В сельскохозяйственных районах на РТП обычно используют трансформаторы, имеющие мощность: на напряжение 35/10 кВ – 630...6300 кВА, на 110/10 кВ – 2500... 10 000 кВА, на 110/35/10 кВ – 6300...16 000 кВА. Рекомендуется устанавливать трансформаторы с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Установку двух трансформаторов на РТП необходимо предусматривать в следующих случаях: при расчетной нагрузке на шинах 10 кВ, требующей установки трансформатора мощностью выше 6300 кВ·А; при числе отходящих линий 10 кВ шесть и более; при расстоянии до ближайшей соседней подстанции 35...110кВ, превышающем 45км; при невозможности зарезервировать хотя бы одну из линий 10 кВ, питающую потребителей I и II категорий по надежности от соседней подстанции 35...110 кВ (например, из-за преград по местности); когда заменой сечений проводов на магистрали линии 10кВ не обеспечивают нормированные отклонения напряжения у потребителей в послеаварийном режиме.

Двухтрансформаторные подстанции рекомендуется присоединять к линии по схеме «заход – выход», т. е. в разрыв линии с установкой соответствующей коммутационной аппаратуры, либо к двум разным линиям. Допускается при специальном обосновании присоединять двухтрансформаторную РТП 35...110/10 кВ ответ линиями к двухцепной линии 35...110 кВ. Однако в этом случае потребители I категории по надежности электроснабжения должны обеспечиваться резервным питанием от независимого источника напряжением 10кВ или резервной электростанции. РТП 110/35/10 кВ следует размещать в узлах сети, где возможно распределение нагрузки на напряжение как 10 кВ, так и 35 кВ.

Число отходящих от РТП линий 10 кВ не превышает 5...6. Схемы электрических сетей 10 кВ следует основывать на использовании воздушных взаимно резервирующих секционированных линий.

## Глава 5

# СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ВЫБОР ИХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

### 5.1. Общие сведения

Как уже отмечалось, задача электроснабжения заданного района может быть решена различными способами. В настоящее время для абсолютного большинства сельскохозяйственных районов централизованное электроснабжение от государственных районных энергосистем или крупных электростанций обладает бесспорными преимуществами по сравнению с электроснабжением от автономных сельских электростанций малой и средней мощности. Основа систем электроснабжения сельскохозяйственных районов – сельские электрические сети, которые проходят по сельской местности и от которых снабжаются электроэнергией преимущественно потребители в колхозах и совхозах, электроустановки для мелиорации и водного хозяйства, предприятия и организации, осуществляющие бытовое и культурное обслуживание сельского населения, а также другие потребители, расположенные в сельской местности.

Система электроснабжения должна быть построена таким образом, чтобы при наименьших затратах денежных средств, оборудования и материалов она обеспечивала выполнение определенных требований к надежности электроснабжения и к качеству электрической энергии. Эта задача решается путем выбора наилучших (оптимальных) параметров системы и отдельных ее элементов.

К таким параметрам, например, относятся площади поперечного сечения проводов электрических линий и мощности трансформаторов на трансформаторных подстанциях. В качестве параметров системы электроснабжения можно также рассматривать такие ее обобщенные характеристики, как уровни надежности электроснабжения и качества напряжения, сочетания номинальных напряжений питающих и распределительных сетей, схема (конфигурация) сети, типоразмеры используемого оборудования и др. Каждый из этих параметров оказывает влияние на эффективность системы электроснабжения в целом, и его выбор должен иметь соответствующее технико-экономическое обоснование.

Существует общая методика выбора оптимальных характеристик (параметров) технических систем. Она заключается в том, что

какой-либо экономический или технический показатель (приведенные затраты, расход материалов, уровень надежности и т. п.) выражают в зависимости от искомым параметров (площадей сечений проводов, мощностей трансформаторов и т. п.) и таким образом получают определенную математическую модель системы. Затем теми или другими математическими методами определяют такие количественные значения искомым параметров, при которых выбранный экономический или технический показатель имеет экстремальное (минимальное или максимальное) значение.

Однако этот общий подход к задаче оптимизации параметров сельских сетей пока еще не может быть полностью реализован главным образом из-за большого числа искомым параметров и сложности существующих между ними зависимостей. Поэтому общую сложную задачу обычно расчленяют на большое число частных задач с более простыми математическими моделями.

Среди них следует особо выделить задачи, которые можно назвать задачами планирования. Под планированием сельских сетей понимается не только определение контрольных цифр объемов работ, сроков их выполнения и количества необходимых средств и материалов. К этим задачам следует относить и выбор таких показателей, как сочетание номинальных напряжений питающих и распределительных сетей, радиус распределительных сетей и др., а также обоснование требований к сетевому оборудованию, оценка эффективности использования данного оборудования или замены его новым и т. п.

Результаты решения задач планирования, многолетний опыт проектирования и эксплуатации сельских электрических сетей служат основой для разработки таких руководящих материалов, как «Правила устройства электроустановок», «Строительные нормы и правила», «Нормы технологического проектирования сельских электрических сетей и электростанций», а также большого числа разнообразных Методических указаний и типовых проектов. На основании этих материалов выполняют рабочее проектирование сельских сетей. Его цель заключается в выборе наилучших технико-экономических показателей конкретных объектов, для которых, однако, принимается заданный ряд определенных ранее общих показателей, например оптимальный радиус распределительной сети.

Во всех сельскохозяйственных районах сейчас существуют системы электроснабжения, сложившиеся в основном в течение двух последних десятилетий. Причем основные технико-экономические по-

казатели этих систем соответствуют условиям указанного периода. Между тем особенностью электрических нагрузок, в том числе и сельских потребителей, заключается в их непрерывном росте вследствие более полного использования электроэнергии в производстве и в быту, а также благодаря присоединению к сети новых потребителей и электроприемников.

При развитии электрических сетей различают следующие виды работ: новое строительство, расширение и реконструкция.

Под новым строительством понимают сооружение новых электрических линий и подстанций независимо от причины (присоединение новых потребителей, повышение пропускной способности действующих сетей и надежности электроснабжения существующих потребителей и т. п.).

Работы по расширению выполняются на подстанциях и заключаются в установке на действующей однострансформаторной подстанции второго трансформатора и соответствующего оборудования, а также в выполнении при этом необходимых строительных работ.

К работам по реконструкции сети относятся:

- замена проводов на линиях напряжением 10 и 0,38 кВ на провода с большей пропускной способностью (при сохранении строительной части воздушных линий);
- перевод электрических сетей с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ;
- замена трансформаторов и другого оборудования из-за морального износа, изменения мощности или напряжения;
- установка средств компенсации реактивной мощности;
- установка в сетях 10 кВ секционирующих пунктов, устройств автоматизации и телесигнализации;
- установка устройств централизованного регулирования напряжения на действующих подстанциях 35...110 кВ с трансформаторами без РПН;
- усиление воздушных линий, на которых фактические нагрузки от ветра и гололеда выше расчетных значений.

При осуществлении работ по развитию сети также необходимо обеспечить ее наилучшие технико-экономические показатели.

Необходимо иметь в виду, что в будущем может измениться ряд экономических или технических характеристик сетевого оборудования, найдут применение новые электротехнические и конструктивные материалы и т. п. В результате понадобится пересмотреть ряд техни-

ческих решений, ранее бесспорно правильных. Поэтому далее уделяется большое внимание составлению и анализу математических моделей, наиболее часто применяемых для выбора наилучших технико-экономических показателей сельских электрических сетей. При помощи таких моделей иногда удается относительно просто определить значения приведенных затрат на производство и распределение электроэнергии при различных возможных вариантах электроснабжения.

## 5.2. Стоимость воздушных линий и трансформаторных подстанции

Отчисления от стоимости различных элементов электрической сети входят в значение приведенных затрат, и поэтому принимаемые в сравнительных расчетах стоимости оказывают существенное влияние на результаты этих расчетов.

Стоимость воздушных линий зависит от большого числа факторов: номинального напряжения, марки и площади поперечного сечения проводов, материала и конструкции опор, рельефа местности, ее районирования по гололедности и расчетной скорости ветра и др. Обычно используют усредненные данные о стоимости линий. При одном и том же номинальном напряжении зависимость стоимости линий  $K$  от площади сечения проводов  $F$  с достаточной точностью может быть выражена уравнением прямой

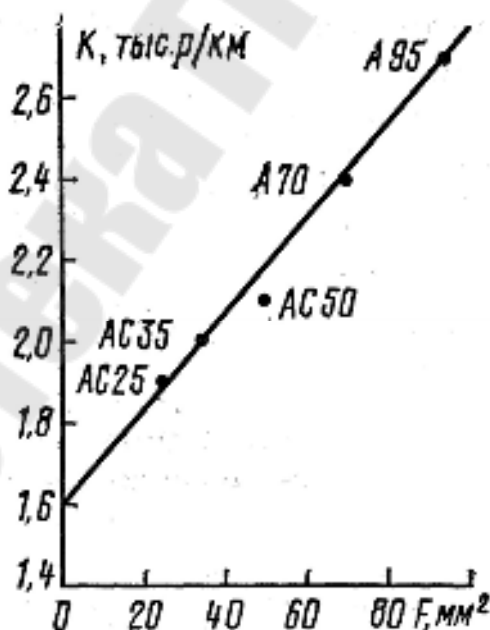


Рис. 5.1. Зависимость стоимости линии 10 кВ от площади поперечного сечения проводов

$$K = a + bF, \quad (5.1)$$

где  $a$  – постоянная часть стоимости, не зависящая от площади сечения проводов и соответствующая стоимости опор, изоляции и монтажа линий, тыс.р/км;

$F$  – площадь поперечного сечения проводов, мм<sup>2</sup>;

$b$  – постоянный коэффициент, тыс.р/(км·мм<sup>2</sup>).

В качестве примера на рис. 5.1 показана зависимость типа (5.1) для линий напряжением 10 кВ на железобетонных опорах во втором районе по гололеду.

Для воздушных линий (ВЛ), смонтированных с проводами из одного и того же материала, при условии равенства длин пролетов между опорами коэффициент  $b$  пропорционален стоимости единицы массы проводов. Однако в общем случае длина пролета зависит от марки и площади сечения проводов. Кроме того, выражение (5.1) часто используют для расчета стоимостей линий с проводами из различных материалов. Поэтому расчетные значения коэффициента  $b$  несколько отличаются от теоретических.

Стоимость воздушных линий напряжением 0,38 кВ, которые могут выполняться с числом проводов  $\mu$  от двух до четырех, удобно выражать формулой

$$K = a + b'\mu F. \quad (5.2)$$

Перейдем к рассмотрению стоимостей трансформаторных подстанций. Факторы, влияющие на эти стоимости, также весьма разнообразны. К ним относятся число, мощность, напряжение и тип установленных трансформаторов, наличие средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, число отходящих линий, материалы и конструктивное выполнение опорных элементов, система организации эксплуатации и связи, стоимость заземляющих устройств и др.

Что касается потребительских трансформаторных подстанций (ТП), то в сельских населенных пунктах наиболее часто применяют комплектные трансформаторные подстанции (КТП). При мощности трансформаторов от 25 до 100 кВ·А включительно стоимость подстанций определяется в основном высшим напряжением трансформатора.

Стоимость районных трансформаторных подстанций (РТП) с первичными напряжениями 110 и 35 кВ в основном зависит от числа трансформаторов, типа аппаратов, применяемых для защиты транс-

форматоров (предохранители, выключатели или отделители с короткозамыкателями), а также от схемы подстанции. Для однотипных по конструктивному выполнению и применяемому оборудованию подстанций их стоимость можно определить по формуле

$$K = m + nS . \quad (5.3)$$

где  $m$  – постоянная составляющая стоимости подстанции, не зависящая от мощности, тыс. р.;

$S$  – мощность подстанции, МВ·А;

$n$  – постоянный коэффициент.

### **5.3. Затраты на производство и передачу электрической энергии**

Для вычисления приведенных затрат на отдельные элементы систем электроснабжения необходимо знать стоимость потерь электрической энергии, которая входит составной частью в ежегодные издержки. Приведенные затраты на покрытие потерь, как и на полезно отпущенную электрическую энергию, определяют на основе понятия о замыкающих затратах на топливо, электрическую и тепловую энергию.

Замыкающие затраты представляют собой систему взаимосвязанных экономических показателей, оценивающих расходы по народному хозяйству для обеспечения дополнительной потребности в топливе и энергии. В частности, замыкающие затраты на топливо формируются по показателям добычи замыкающего топлива, в качестве которого, как правило, рассматривают уголь крупных бассейнов.

В замыкающих затратах на электроэнергию различают три составляющие: замыкающие затраты на топливо, затраты на сооружение и эксплуатацию замыкающих электростанций и затраты на передачу и распределение электроэнергии потребителям. В качестве замыкающих станций рассматривают наиболее совершенные конденсационные и газотурбинные электростанции.

Для определения приведенных затрат на электроэнергию, передаваемую сельским потребителям, в том числе и затрат на покрытие потерь энергии, необходимо к замыкающим затратам на энергию на шинах районных подстанций энергосистемы прибавить дополнительные затраты на передачу электроэнергии по сельским сетям напряжением 110, 35, 10 и 0,38 кВ. При этом необходимо учитывать резерв мощности в энергосистеме, затраты энергии на собственные нужды станций, а также потери мощности и энергии в электрических сетях,



Для определения замыкающих затрат на производство электроэнергии на электростанциях и ее передачу по основным сетям энергосистем до шин вторичного напряжения системных подстанций 110 кВ рекомендуется следующая формула:

$$c = k_1 k_2 \left[ \frac{k_p (E_H K_{CT} + C_{CT})}{h} + b \cdot z_T + \frac{E_H K_{CET} + C_{CET}}{h} \right], \quad (5.4)$$

где  $K_{CT}$ ,  $C_{CT}$  – соответственно удельные капитальные вложения и текущие затраты на замыкающей электростанции, р/кВт;

$K_{CET}$ ,  $C_{CET}$  – дополнительные удельные капитальные вложения и текущие затраты на внутрисистемное распределение электроэнергии, р/кВт;

$b$ ,  $z_T$  – соответственно удельный расход топлива и удельные замыкающие затраты на топливо на замыкающей электростанции, кг/(кВт·ч), р/кг;

$k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_p$  – коэффициенты, учитывающие собственные нужды, потери в сетях и резерв;

$h = T_M / k_M$  – показатель режима нагрузки, ч;

$T_M$  – годовое число часов использования максимума активной нагрузки потребителя, ч;

$k_M$  – коэффициент участия максимума нагрузки потребителя в максимальной нагрузке системы, то есть отношение нагрузки рассматриваемого потребителя в момент максимума системы к абсолютной максимальной нагрузке потребителя.

Если ввести ряд очевидных обозначений, выражение (5.4) можно записать так:

$$c = B + D/h, \quad (5.5)$$

где  $B$  — топливная составляющая удельных затрат на энергию;

$D$  — показатель, характеризующий изменение переменной составляющей удельных затрат, зависящей от количества потребляемой электроэнергии.

Пусть годовое потребление электроэнергии составило

$$W = P_M T_M, \quad (5.6)$$

где  $P_M$  — максимальная нагрузка потребителя;

$T_M$  — годовое число часов ее использования.

Тогда общие годовые затраты на энергию

$$cW = BW + DP_M k_M. \quad (5.7)$$

Таким образом, годовые затраты на энергию состоят из двух составляющих, одна из которых пропорциональна количеству энергии, а другая — максимальной мощности потребителя.

Если энергия от шин энергосистемы передается потребителю через несколько звеньев электропередачи — воздушные линии и трансформаторные подстанции соответствующих напряжений, то в каждом из этих звеньев имеются потери мощности и энергии. Поэтому при определении затрат на энергию непосредственно у потребителя «необходимо соответствующим образом увеличить обе составляющие выражения (5.7). Кроме того, нужно учесть и дополнительные затраты на сооружение и эксплуатацию каждого из звеньев электропередачи. Тогда для удельных затрат на энергию потребителя, питающегося от энергосистемы через  $m$  последовательных звеньев, можно записать:

$$c_m = B \prod_{i=1}^m k_{\text{пот.}i} + \frac{D \sum_{i=1}^m k_{\text{пот.}i} + \sum_{i=1}^{m-1} \Delta z_i \prod_{j=i+1}^m k_{\text{пот.}j} + \Delta z_m}{h}, \quad (5.8)$$

где  $k_{\text{пот.}i} = 1 + \Delta W_i / W_i$  — коэффициент потерь в каждом из звеньев электропередачи;

$\Delta z_i$  — дополнительные удельные затраты в каждом  $i$ -м звене на 1 кВт передаваемой мощности.

Удельные затраты на потери можно вычислять по формуле (5.9), полученной из (5.8) путем введения коэффициентов  $M$  и  $N$ :

$$c_m = M + N/h. \quad (5.9)$$

Как уже отмечалось, коэффициент  $h = T_M / k_M$  — показатель режима нагрузки. Применительно к расчету затрат на потери  $h = \tau / k_{\text{м.п.}}$ , где  $\tau$  — время потерь (число часов использования максимума потерь), а  $k_{\text{м.п.}}$  — коэффициент участия максимума потерь в максимуме энергосистемы. Усредненные значения  $\tau$ ,  $k_{\text{м.п.}}$  и  $h$  для ряда звеньев сетей сельских районов приведены в таблице 5.1. Для потерь холостого хода трансформаторов показатель режима  $h$  равен 8760 ч.

Таблица 5.1

**Средние значения показателей режима потерь звеньев сетей  
сельских районов**

<b>Звено сети</b>	<b>Вид нагрузки</b>	<b>τ, ч/год</b>	<b>км.п</b>	<b>h ч/год</b>
Линии 110 кВ	Смешанная	3100	0,85	3600
Подстанции 110 кВ	»	3000	0,85	3500
Линии 35 кВ	»	2500	0,82	3000
Подстанции 35/10 кВ	»	2000	0,8	2500
То же	Смешанная с орошением	3100	0,5	6200
» »	Птицефабрика	6200	1,0	6200
» »	Свинооткормочный комплекс	4400	1,0	4400
» »	Теплично-парниковый комбинат	400	0,45	900
Линии 10 кВ	Смешанная	1900	0,70	2700
ТП 10/0, 4 кВ	Коммунально-бытовая	1100	0,64	1700
То же	Производственная	1500	0,40	3700
» »	Смешанная с преобладанием	1800	0,65	2800
» »	производственной			
	Смешанная с преобладанием	1400	0,90	1600
	коммунально-бытовой			
» »	Молочнотоварная ферма	3500	0,65	5500
» »	Свинооткормочная ферма	2500	0,25	10000
» »	Мастерская	1600	0,10	16000
Линии 0,38 кВ	Смешанная	1200	0,65	1900
То же	Коммунально-бытовая	900	0,64	1400
» »	Производственная	1000	0,40	2500

Для определения всех величин, входящих в формулу (5.9), в каждом отдельном случае надо выполнить значительный объем специальных исследований. Необходима также хорошо налаженная система сбора и обработки большого числа показателей по всем звеньям энергосистемы.

Как показывает анализ, указанные величины зависят от многих разнообразных факторов. К ним относятся условия добычи топлива и, следовательно, замыкающие затраты на топливо, длительность работы отдельных станций в пиковой и базисной частях графика нагрузки энергосистемы, другие технико-экономические показатели, влияющие на экономичность процесса производства и потребления электрической энергии. В результате затраты на потери энергии — по существу величины неопределенные, и их значения могут колебаться в сравнительно больших пределах.

Таким образом, выражения (5.5) и (5.9) можно использовать для вычисления предельных (наибольших и наименьших) затрат на потери.

Рассмотрим методику приближенного расчета затрат на электроэнергию.

Пусть имеется группа электроприемников, присоединенных к сельской электрической линии напряжением 0,38 кВ. Приведенные затраты на производство и передачу электрической энергии для этих приемников можно рассматривать как сумму трех составляющих: затрат  $z_c$  на электроэнергию, отпускаемую с шин энергосистемы [они соответствуют затратам по формуле (5.4)], затрат  $z_v$  на передачу энергии по сельским сетям напряжением 35 и 10 кВ и затрат  $z_n$  на ее передачу через ТП напряжением 10/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ (рис. 5.2).

Приведенные затраты на электроэнергию в энергосистемах известны и, по литературным данным, в среднем составляют  $z_c=0,024$  р/(кВт·ч). Для определения затрат  $z_v$  и  $z_n$  были проведены специальные исследования характеристик сельских электрических сетей в различных районах страны.

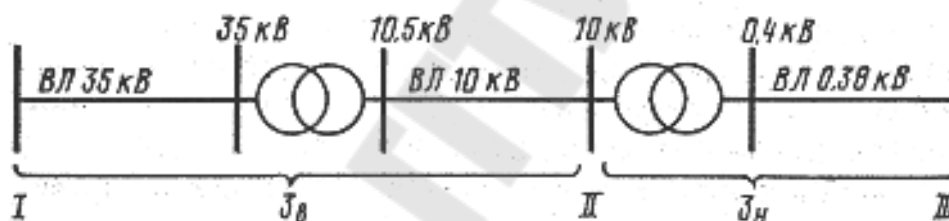


Рис. 5.2. Схема передачи электрической энергии сельским потребителям:

- I — шины энергосистемы; II — шины ТП 10 кВ;
- III — точка присоединения электроприемника

В результате были установлены средние значения мощностей РТП и потребительских ТП, показатели использования этих мощностей, а также средние удельные (на одну РТП и на одну ТП) протяженности ВЛ напряжением 35, 10 и 0,38 кВ. Затем для выбранных расчетных схем определялись основные технико-экономические показатели — капитальные вложения, нормативные отчисления от них, а также текущие затраты. Выполненные расчеты позволяют для каждой рассматриваемой ступени трансформации определить средние удельные (на единицу энергии) затраты, которые для сельских сетей напряжением 35 и 10 кВ составляют

$$z_B = \frac{E_H K + C}{W} = \frac{E_H K + C}{P_{35/10} T_{10}} = \frac{M_B}{T_{10}}, \quad (5.10)$$

где  $K$  — суммарные капитальные затраты;  
 $C$  — текущие затраты, определяемые по формуле (4.9);  
 $W$  — общее количество энергии, передаваемой через РТП 35/10 кВ;  
 $P_{35/10}$  — максимальная мощность РТП 35/10 кВ;  
 $T_{10}$  — число часов использования максимальной мощности РТП 35/10 кВ;  
 $M_B = \frac{E_H K + C}{P_{35/10}}$  — средние удельные (на единицу мощности) расходы, р/(кВт·год).

Аналогично определяют удельные затраты  $z_H$  и  $M_H$  для сетей напряжением 0,38 кВ.

Средние удельные приведенные затраты тыс.р/(кВт·ч) на передачу электроэнергии по сельским сетям напряжением 0,38 кВ

$$z_H = \frac{E_H K + C}{P_{10/0,4} T_{0,38}} = \frac{M_H}{T_{0,38}}, \quad (5.11)$$

где  $P_{10/0,4}$  — максимальная мощность ТП 10/0,4 кВ;  
 $T_{0,38}$  — число часов использования максимальной мощности ТП 10/0,38 кВ.

Зная значения  $M_B$  и  $M_H$ , можно определить приведенные затраты на электроэнергию для любой группы сельских потребителей, питающихся от сетей напряжением 10 или 0,38 кВ. В первом случае (например, для высоковольтных двигателей, используемых для орошения) приведенные затраты составляют

$$c_{10} = z_C + \frac{M_B}{T}, \quad (5.12)$$

где  $T$  — число часов использования максимальной мощности рассматриваемой группы потребителей.

Для потребителей, питающихся от сетей 0,38 кВ, приведенные затраты на электроэнергию [р/(кВт·ч)] составляют

$$c_{0,38} = z_C + z_B + \frac{M_H}{T}, \quad (5.13)$$

где  $z_B$  — средние затраты по формуле (5.10), р/(кВт·ч);

$T$  — число часов использования максимальной мощности рассматриваемых потребителей.

Нормы амортизационных отчислений от капитальных вложений на основные элементы сельских электрических сетей приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

**Амортизационные отчисления элементов электрических сетей**

Элементы сетей	Общая норма амортизационных отчислений, %	Норма отчислений, %	
		на восстановление	на капитальный ремонт
ВЛ 35...110 кВ на железобетонных опорах	2,4	2,0	0,4
ВЛ 35...110 кВ на деревянных опорах	4,9	3,3	1,6
ВЛ 0,38...10 кВ на железобетонных опорах	3,6	3,0	0,6
ВЛ 0,38...10 кВ на деревянных опорах	5,7	4,0	1,7
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства подстанций 110, 35 и 10 кВ	6,4	3,5	2,9

Таким образом, стоимость электрической энергии у сельских потребителей снижается с увеличением потребления энергии, что соответственно увеличивает число часов использования. Для уменьшения стоимости электроэнергии большое значение имеют также дальнейшие снижения затрат на ее производство, передачу в энергосистемах и повышение экономичности сельских электрических сетей.

#### 5.4. Приведенные затраты на воздушные линии. Интервалы экономических нагрузок и экономическая плотность тока

С помощью понятия о приведенных затратах можно решить ряд важных задач по выбору оптимальных параметров систем электро-снабжения. С этой целью рассмотрим выражения для приведенных затрат на воздушные линии.

Пусть на участке линии протяженностью 1 км протекает ток  $I$ . Если на этом участке смонтировать провода с площадью поперечного сечения  $F_1$  (мм<sup>2</sup>) с активным сопротивлением  $R_1$  (Ом/км) при стоимости линии  $K_1$  (тыс.р/км), то годовые приведенные затраты [тыс.р/(км· год)] для рассматриваемого участка составят

$$z_1 = E_H K_1 + p_{AM} K_1 + \frac{m I^2 R_1 \tau c}{1000}, \quad (5.14)$$

где  $E_H$  — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;  $p_{AM}$  — норма ежегодных отчислений на амортизацию, состоящих из отчислений на восстановление и капитальный ремонт линии;  $m$  — число фаз линии;  $\tau$  — число часов потерь, ч/год;  $c$  — приведенные затраты на потери электроэнергии, р/(кВт·ч).

Третий член в выражении (5.14) учитывает стоимость потерь энергии в проводах.

Если на этом же участке смонтировать провода с большей площадью сечения  $F_2$  (мм<sup>2</sup>) с активным сопротивлением  $R_2$  (Ом/км) при стоимости линии  $K_2$  (р/км), то приведенные затраты [р/(км· год)] составят

$$z_2 = E_H K_2 + p_{AM} K_2 + \frac{m I^2 R_2 \tau c}{1000}, \quad (5.15)$$

В выражения (5.14) и (5.15) не входят зарплата обслуживающего персонала и прочие производственные и непроизводственные расходы, которые для участков линий с проводами различных сечений предполагаются одинаковыми.

Аналогичное выражение может быть записано для приведенных затрат на участок линии с сечением  $F_3 > F_2$ .

Построим по выражениям (5.14) и (5.15) зависимости приведенных затрат от тока нагрузки  $I$  (рис. 5.5). Соответствующие кривые —

параболы для площадей сечений  $F_1$  и  $F_2$  пересекутся при токе  $I_{2H}$ , а для площадей сечений  $F_2$  и  $F_3$  — при токе  $I_{2B}$ . Поскольку в диапазоне токов от  $I_{2H}$  до  $I_{2B}$  наименьшие приведенные затраты наблюдаются для площади сечения  $F_2$ , то эти значения определяют соответственно нижнюю и верхнюю границы экономического использования указанного сечения. Диапазоны токов от  $I_{iH}$  до  $I_{iB}$  для площади сечения  $F_i$  называют интервалами экономических нагрузок соответствующих сечений.

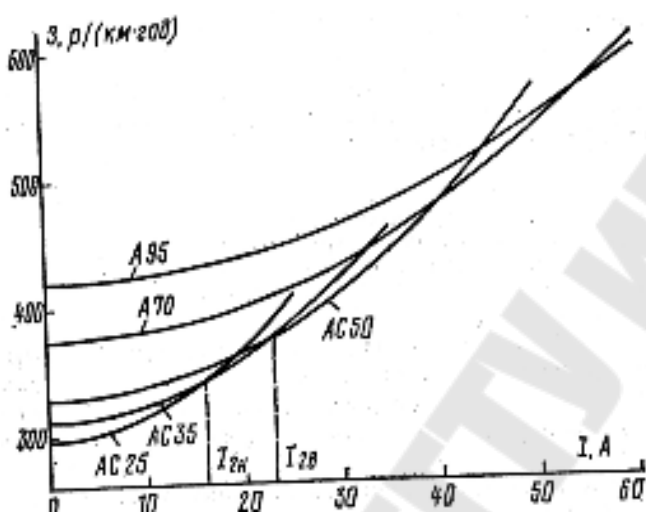


Рис. 5.3. Зависимости приведенных затрат от тока нагрузки для линий с проводами различных площадей сечений

Очевидно, что значение  $I_{2H} = I_{1B}$  определяет и верхний предел интервала экономических нагрузок площади сечения  $F_1$ . И вообще  $I_{(i+1)H} = I_{iB}$ .

Если для какого-либо провода кривая  $z = f(I)$  проходит выше точек пересечения других кривых, то этот провод в рассматриваемых условиях применять экономически нецелесообразно.

Пределы экономических интервалов можно найти не только графически, но и аналитически. Найдем, например, предельное значение тока  $I_{1B}$ , при котором вместо площади сечения  $F_1$  целесообразно использовать следующую, большую площадь сечения  $F_2$ . Очевид-



но, что искомое значение  $I_{1B}$  можно определить, приравняв затраты  $^3_1$  и  $^3_2$  по выражениям (5.14) и (5.15).

$$pK_1 + \frac{mI^2 R_1 \tau c}{1000} = pK_2 + \frac{mI^2 R_2 \tau c}{1000} \quad (5.16)$$

После простейших преобразований получим

$$I_{1B} = \sqrt{\frac{1000 p (K_2 - K_1)}{m \tau c (R_1 - R_2)}} \quad (5.17)$$

Если зависимость стоимости линии от площади сечения проводов представить в виде прямой (5.1)

$$K = a + bF$$

и рассматривать провода из одного материала с удельным сопротивлением

$$\rho = RF \quad (5.18)$$

то после дальнейших преобразований выражения (5.17) можно получить формулу для верхней границы экономического интервала площади сечения  $F_1$ :

$$I_{1B} = \sqrt{F_1 F_2} \cdot \sqrt{\frac{1000 pb}{m \tau c}} \quad (5.19)$$

Этой формулой следует пользоваться лишь для марок и площадей сечений проводов, применение которых экономически целесообразно.

Формулу (5.19) можно использовать и тогда, когда провода выполнены из разных материалов. Для этого одну из площадей сечения  $F_1$  или  $F_2$  необходимо предварительно заменить эквивалентной по проводимости площадью сечения другого материала. Пусть, например, требуется определить эквивалентную по алюминию площадь сечения стального многопроволочного провода ПС25, среднее активное сопротивление которого в диапазоне рабочих токов составляет 5,3 Ом/км. Эквивалентная по алюминию площадь сечения этого провода (удельная проводимость алюминия  $\rho = 29,5$  Ом·мм<sup>2</sup>/км)

$$F_э = \frac{\rho}{R} = 5,57 \text{ мм}^2$$

Пользуясь понятием приведенных затрат, можно получить формулу и для экономической плотности тока. Выведем такую формулу

для трехфазной линии электропередачи; при этом выражение для приведенных затрат на 1 км линии запишем в следующем виде:

$$z = p(a + bF) + \frac{3I^2 \rho \tau c}{1000F} \quad (5.20)$$

Приравняв нулю первую производную функции (5.20) по площади сечения, получим

$$\frac{dz}{dF} = pb - \frac{3I^2 \rho \tau c}{1000F^2} = 0, \quad (5.21)$$

откуда экономическая плотность тока

$$j_{ЭК} = \frac{I}{F} = \sqrt{\frac{1000pb}{3\rho\tau c}} \quad (5.22)$$

Так как вторая производная функции (5.20) положительна, то при плотности тока, определяемой выражением (5.22), приведенные затраты на линии минимальны. Таким образом, эта плотность экономическая.

Учитывая выражение (5.18), запишем уравнение (5.21) в следующем виде:

$$pbF = \frac{3I^2 R \tau c}{1000} \quad (5.23)$$

Уравнение (5.23) выражает известное положение о том, что при выборе площади сечения проводов по экономической плотности тока ежегодные отчисления от переменной части стоимости линии  $pbF$  равны стоимости годовых потерь электрической энергии.

Из сравнения выражений (5.19) и (5.22) следует прямая пропорциональность между экономической плотностью тока и границами экономических интервалов. Например, выражение (5.19) с учетом формулы (5.22) можно записать так:

$$I_{1B} = j_{ЭК} \sqrt{F_1 F_2} \quad (5.24)$$

Нормирование экономической плотности тока особенно ценно для различного рода предварительных оценок площадей сечений проводов и, в частности, для предварительного определения расхода проводникового материала. По традиции по экономической плотности тока выбирают площади сечения проводов сельских ВЛ 110 и 35 кВ. Однако при реальном проектировании пользоваться понятием экономической плотности тока недостаточно удобно, так как оперирование этим понятием более правомерно при непрерывной шкале площадей

сечений. Для решения конкретных задач выбора проводов удобнее пользоваться не таблицами экономических плотностей тока для проводов из различного материала, а таблицами экономических интервалов нагрузок для конкретных марок и площадей сечений.

При составлении таких таблиц рациональная шкала проводов сечений и диапазоны нагрузок для них легко могут быть уточнены в зависимости от степени трансформации и номинального напряжения линий, района гололедности и других условий.

Примерные интервалы экономических нагрузок для воздушных линий напряжением 10 кВ приведены ниже.

Марка провода	Интервалы экономических нагрузок, А
АС25 . . . . .	0...19
АС35 . . . . .	19...26
АС50 . . . . .	26...37
А70 . . . . .	37...51

По экономическим интервалам следует выбирать площади сечения проводов на линиях напряжением не только 10 или 20 кВ, но и 0,38 кВ. Эти линии обладают рядом особенностей. В частности, при одном и том же значении передаваемой мощности линия может быть выполнена двухпроводной, трехпроводной или четырехпроводной, причем протяженность однофазных (двухпроводных) и двухфазных (трехпроводных) ответвлений пока еще достаточно велика. В связи с указанной особенностью одновременно с выбором экономической площади сечения провода необходимо выбрать и наиболее целесообразное число проводов.

Для этого можно использовать изложенную выше методику. Однако кривые приведенных затрат должны быть построены не только для линий с проводами различных марок и площадей сечений, но и для линий с различным числом проводов (два, три и четыре). Кроме того, поскольку одной и той же расчетной мощности при различном выполнении линии (двух-, трех- или четырехпроводном) соответствуют различные значения токов, кривые приведенных затрат следует строить в зависимости не от тока нагрузки, а от мощности. Экономические интервалы мощностей определяются точками пересечения соответствующих кривых приведенных затрат (рис. 5.5).

Как уже отмечалось, выбор площадей сечений проводов по экономическим нагрузкам соответствует условию минимума приведенных затрат, то есть является наиболее экономичным решением. Одна-

ко в ряде случаев от этого условия приходится отступать; например, если на некоторых участках линии требуется увеличить площадь сечения проводов для уменьшения отклонений напряжения у потребителей или для повышения чувствительности защиты от коротких замыканий. Иногда отступление от требований экономичности диктуется и условиями удобства монтажа. Например, по этим условиям на одной линии целесообразно использовать, возможно, меньшее число разных проводов.

Расчеты показывают, что наибольшее увеличение затрат при выборе вместо экономической площади сечения ближайшей большей или меньшей составляет 5...8%. Поэтому на отдельных участках линии допустимо отступать от условий минимума приведенных затрат, если это необходимо по указанным выше причинам.

При выборе площадей сечений проводов по экономическим интервалам с достаточной точностью можно считать, что плотность тока в проводах в среднем постоянна и равна экономической. Для этого случая зависимость приведенных затрат от площади сечения проводов прямолинейна. При выборе площадей сечений проводов по любой постоянной плотности тока, в том числе отличной от экономической, зависимость приведенных затрат от площади сечения также остается прямолинейной.

### **5.5. Энергетически целесообразная плотность тока в проводах сельских электрических линий**

Выбор площадей сечений проводов электрических линий — одна из сложных задач. Как уже отмечалось, наибольшее увеличение затрат при выборе вместо экономической площади сечения ближайшей большей или меньшей составляет всего 5...8%. Поэтому целесообразную плотность тока в проводах следует оценить и с общеэнергетических позиций, а именно по условию минимизации затрат энергии с учетом ее расхода на производство проводниковых материалов.

Известно, что для производства основного проводникового материала — алюминия требуется большое количество электроэнергии. Вместе с тем потери электроэнергии в проводах определяются их массой и плотностью тока. Поэтому при заданной длине электрических линий и известной нагрузке существует такая площадь сечения проводов, при которой минимальна сумма затрат энергии на производство проводов и потерь энергии в них за весь срок службы.

Пусть  $w_0$  — удельные затраты энергии на производство проводов,  $d$  — плотность проводникового металла,  $l$  — длина линий (в однопроводном исполнении),  $F$  — площадь сечения проводов,  $I$  — ток,  $\rho$  — удельное электрическое сопротивление,  $\tau$  — время потерь. Тогда, считая, что график нагрузки в течение срока службы линии  $t_{сл}$  (годы) не меняется, для суммарных затрат энергии можно записать:

$$W = w_0 F l d + \left[ \frac{I^2 \rho l \tau}{1000 F} \right] t_{сл} \quad (5.25)$$

Дифференцируя (5.25) по  $F$ , приравнявая нулю производную  $\frac{dW}{dF}$  и выполнив простейшие преобразования, получим выражение для плотности тока  $j_{ЭН} = \frac{I}{F}$ , при которой суммарные затраты энергии минимальны:

$$j_{ЭН} = \sqrt{\frac{1000 w_0 d}{\rho \tau t_{сл}}} \quad (5.26)$$

По аналогии с экономической плотностью тока величину  $j_{ЭН}$  можно назвать «энергетической» плотностью тока.

На рисунке 5.6 показаны зависимости  $j_{ЭН} = f(\tau t_{сл})$  для двух значений  $w_0$  — 20 и 40 кВт·ч/кг. Меньшее из этих значений примерно соответствует затратам энергии на производство алюминия в слитках, а большее приближенно учитывает дополнительные предельные затраты энергии на добычу и транспортировку сырья, а также на изготовление самих проводов. В расчетах принято, что  $d = 2700 \text{ кг/м}^2$ , а  $\rho = 29,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ .

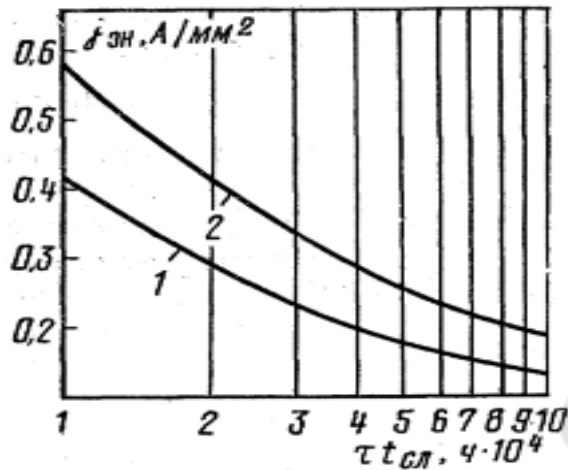


Рис. 5.4. Зависимости  $j_{ЭН} = f(\tau t_{СЛ})$ : 1 — при  $w_0 = 20$  кВт·ч/кг;  
2 — при  $w_0 = 40$  кВт·ч/кг

Как следует из кривых, при средних значениях  $\tau t_{СЛ}$  энергетические плотности тока в несколько раз ниже действующих норм ПУЭ на экономическую плотность тока.

Если в выражении (5.25) учесть, что  $F = I/j$ , то можно записать следующее равенство для суммарных затрат энергии в трехпроводной линии:

$$W = \frac{3w_0 I l d}{j} + \frac{3I j \rho l \tau t_{СЛ}}{1000} \quad (5.27)$$

На рисунке 5.5 показаны зависимости от плотности тока суммарных затрат энергии на 1 км трехфазной линии при токе 100 А.

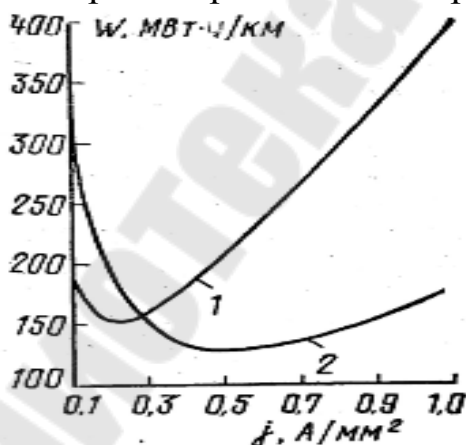


Рис. 5.5. Зависимости  $W = f(j)$  при токе  $I = 100$  А: 1 — при  $\tau t_{СЛ} = 4 \cdot 10^4$  ч и  $w_0 = 20$  кВт·ч/кг; 2 — при  $\tau t_{СЛ} = 1,5 \cdot 10^4$  ч и  $w_0 = 40$  кВт·ч/кг

На рисунке 5.5 показаны зависимости от плотности тока суммарных затрат энергии на 1 км трехфазной линии при токе 100 А.

Из кривых на рисунках 5.4 и 5.5 видно, что значения энергетической плотности тока существенно зависят от принятых исходных величин  $w_0$  и  $\tau t_{СЛ}$ . Соответственно эти же величины определяют разницу в суммарных затратах энергии при «экономических» и «энергетических» плотностях тока.

Как уже отмечалось, провода сельских воздушных линий напряжением 10 кВ выбирают по экономическим интервалам нагрузок, причем значения плотностей тока внутри интервалов для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов колеблются в пределах от 0,5 до 0,7 А/мм<sup>2</sup>. При определенных условиях энергетические плотности тока приближаются к значениям, соответствующим минимальным приведенным затратам (рис. 5.4, кривая 2).

Вновь продифференцируем (5.25) по  $F$  и приравняем нулю производную. Из полученного выражения следует равенство

$$w_0 F l d = \frac{I^2 \rho l \tau t_{СЛ}}{1000 F} \quad (5.28)$$

Таким образом, площади сечения, оптимальной по затратам энергии, соответствует равенство затрат энергии на производство проводов и последующих потерь энергии в них при эксплуатации линии.

Уже отмечалось, что при рабочем проектировании электрических линий провода удобнее выбирать не по нормируемой плотности тока, а по интервалам нагрузок. Если исходить из «энергетической» плотности тока, для каждого из стандартных проводов также можно определить интервалы нагрузок, внутри которых целесообразно использовать рассматриваемый провод. Графически границы интервалов представляют собой точки пересечения парабол (5.25), построенных для различных проводов и значений токов. В качестве примера на рисунке 5.6 приведены соответствующие кривые для нескольких

стандартных площадей сечений при условии, что  $w_0 = 20$  кВт·ч/кг и  $\tau t_{СЛ} = 5 \cdot 10^4$  ч.

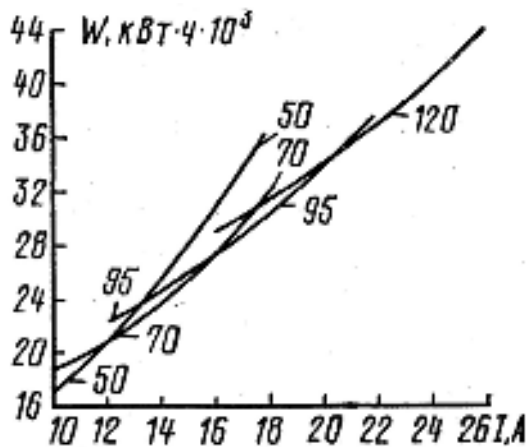


Рис. 5.6. Интервалы «энергетических» нагрузок для алюминиевых проводов при  $w_0 = 20$  кВт·ч/кг и  $\tau t_{СЛ} = 5 \cdot 10^4$  ч

Найдем выражение для предельного значения тока, при котором по условию минимума общих затрат энергии целесообразно использовать площадь сечения  $F_i$  вместо смежной большей площади сечения  $F_{i+1}$ . С этой целью приравняем затраты энергии при использовании этих двух проводов:

$$w_0 F_i l d + \frac{I^2 \rho l \tau t_{СЛ}}{1000 F_i} = w_0 F_{i+1} l d + \frac{I^2 \rho l \tau t_{СЛ}}{1000 F_{i+1}} \quad (5.29)$$

После несложных преобразований получим следующее выражение для предельного тока:

$$I_{ПРi} = \sqrt{F_i F_{i+1}} \sqrt{\frac{w_0 d}{\rho \tau t_{СЛ}}} \quad (5.30)$$

В формуле (5.37)  $F_i$  и  $F_{i+1}$  — в мм<sup>2</sup>,  $w_0$  — в кВт·ч/кг,  $d$  — в кг/м<sup>3</sup>,  $\rho$  — в Ом·мм<sup>2</sup>/км,  $\tau t_{СЛ}$  — в ч.

Если при токе  $I_{ПРi}$  вместо площади сечений  $F_i$  или  $F_{i+1}$  использовать следующую большую площадь сечения  $F_{i+2}$ , то относительное увеличение общих затрат энергии соответственно составит от 12 до



5%. Примерно в этих же пределах увеличиваются общие затраты энергии, если при токе  $I_{PPi+1}$  использовать площадь сечения  $F_i$ , а не  $F_{i+1}$  или  $F_{i+2}$ .

Как уже отмечалось, выбор проводов — многокритериальная задача, причем в ней ряд исходных величин следует рассматривать как неопределенные, то есть такие величины, для которых могут быть установлены не детерминированные, однозначные значения, а лишь границы области, где эти значения находятся. В общем случае однозначно заданными в равенстве (5.28) можно считать лишь величины  $l$ ,  $d$  и  $\rho$ , и поэтому выбор рациональной площади сечения существенно затрудняется.

Достаточно общим можно считать подход к выбору провода, основанный на районировании множеств векторов состояния природы. Для реализации этого подхода в равенстве (5.29) обозначим

$$\delta = \frac{\tau t_{CL}}{w_0} \quad (5.31)$$

и будем рассматривать эту величину в качестве обобщенного неопределенного фактора. Затем для каждой пары смежных площадей сечений  $F_i$  и  $F_{i+1}$  по уравнению (5.29) найдем выражение для граничного значения  $\delta_{GP}$ , при котором по общим затратам энергии равноценно применение любого из этой пары площадей сечений:

$$\delta_{GP} = \frac{dF_i F_{i+1}}{\rho l^2} \quad (5.32)$$

На рисунке 5.7 для пределов изменения обобщенного неопределенного фактора от  $0,25 \cdot 10^3$  до  $5 \cdot 10^3$  приведены результаты районирования. Области между двумя кривыми соответствуют токам и значениям  $\delta$ , при которых целесообразно применять данный провод.

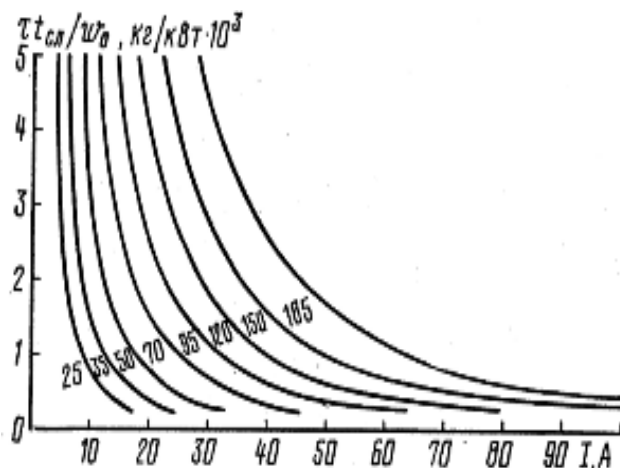


Рис. 5.7. Районирование неопределенного фактора по площадям сечений проводов и значениям токов

Для однозначного выбора провода необходимо тем или другим способом получить дополнительную информацию о составляющих неопределенного фактора и при помощи этой дополнительной информации сузить границы изменения неопределенного фактора или вообще «снять» неопределенность. Очевидно, что для решения задачи целесообразно для линий различного класса на основе экспертных оценок нормировать срок службы  $t_{сл}$ , а значения  $I$  и  $\tau$  принимать по результатам проектных расчетов. Должна быть нормирована и величина  $w_0$ , после чего возможен однозначный выбор провода, например, по кривым интервалов нагрузок, аналогичным кривым на рисунке 5.7 и построенным для выбранных значений  $w_0$  и  $t_{сл}$ .

## 5.6. Приведенные затраты на трансформаторные подстанции

Приведенные затраты (тыс.р/год) на трансформаторные подстанции можно подсчитать по выражению:

$$Z = (E_H + p_{AM})K + \Delta Wc, \quad (5.33)$$

где  $K$  — стоимость подстанции;  $\Delta W$  — годовые потери энергии в трансформаторах.

При вычислении стоимости годовых потерь энергии отдельно определяют стоимость потерь холостого хода и нагрузочных, так как для них различны числа часов потерь и, следовательно, удельные приведенные затраты на потери. Кроме того, необходимо учитывать, что передача реактивной мощности, потребляемой трансформатора-

ми, вызывает потери активной мощности и энергии в элементах сети, расположенных между трансформатором и источником реактивной мощности.

Общие затраты (тыс.р/год) на потери энергии в одном трансформаторе составляют

$$\Delta Wc = P_X c_X 8760 + P_K c_K \tau \left( \frac{S_{\max}}{S_H} \right)^2 + Z_K, \quad (5.41)$$

где  $P_X$ ,  $P_K$  — соответственно активные потери холостого хода и короткого замыкания;  $c_X$ ,  $c_K$  — удельные приведенные затраты на потери энергии при числе часов потерь соответственно 8760 и  $\tau$ ;  $S_{\max}$ ,  $S_H$  — соответственно максимальная мощность нагрузки и номинальная мощность трансформатора;  $Z_K$  — затраты на компенсацию реактивной мощности.

В настоящее время нет общепризнанной методики вычисления затрат  $Z_K$ . Для трансформаторов сельских подстанций затраты на компенсацию реактивной мощности сравнительно невелики, и в вариантных расчетах их можно не учитывать, то есть считать их одинаковыми для всех сравниваемых вариантов.

Пользуясь выражениями (5.33) и (5.34), можно для подстанций с трансформаторами различной мощности построить зависимости приведенных затрат от максимальной мощности нагрузки. Для потребительских ТП такие зависимости показаны на рисунке 5.8. Точки пересечения кривых ограничивают интервалы экономических нагрузок трансформаторов соответствующих мощностей.

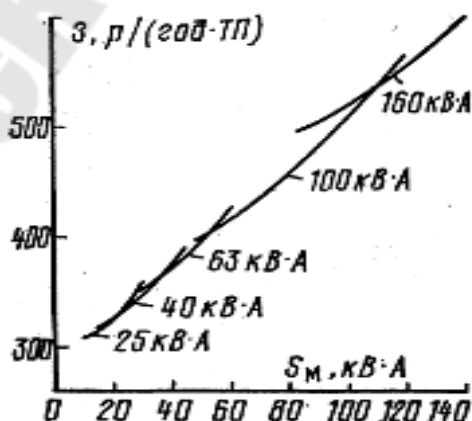


Рис. 5.8. Зависимости приведенных затрат на потребительские трансформаторные подстанции от максимальной мощности нагрузки

В границах интервалов экономических нагрузок зависимость приведенных затрат от максимальной нагрузки может быть аппроксимирована уравнением прямой

$$Z = C + DS_{\max} \quad (5.35)$$

Таким же уравнением может быть выражена зависимость годовых приведенных затрат на РТП от установленной мощности трансформаторов.

Пользуясь выражениями для приведенных затрат, следует проводить и экономическое сравнение вариантов сооружения одно- и двухтрансформаторной подстанции. При этом необходимо учитывать, что из-за возможности повреждения трансформатора надежность электроснабжения потребителей будет выше при их питании от двухтрансформаторной подстанции.

При выборе трансформаторов необходимо учитывать и их перегрузочную способность.

Для выбора номинальных мощностей трансформаторов по критерию минимума приведенных затрат с учетом перегрузочной способности трансформаторов институтом «Сельэнергопроект» составлены специальные таблицы, которыми и следует пользоваться при практических расчетах.

### **5.7. Число питающих подстанции, протяженность питающих и распределительных линий, затраты металла и потери энергии**

Для крупного сельскохозяйственного района необходимо предварительно определить основные суммарные показатели системы электроснабжения — число питающих подстанций, протяженность питающих и распределительных линий, затраты металла и потери энергии в них. Зная эти показатели, можно оценить и капитальные вложения, а также приведенные затраты на систему электроснабжения.

Указанные выше показатели можно определить статистической обработкой проектов электроснабжения, а также отчетных данных эксплуатационных организаций. Однако такой способ часто недостаточен, так как он не вскрывает зависимостей, существующих между технико-экономическими показателями систем электроснабжения и характеристиками района, например особенностями размещения в нем населенных пунктов и интенсивностью применения электроэнергии. Поэтому интерес представляет и приведенная ниже методика

аналитического определения перечисленных выше показателей. Ее основные положения разработаны профессорами А. Г. Захариним, В. Г. Холмским и В. К. Плюгачевым.

При определении основных показателей систем распределения обычно исходят из геометрических соотношений, справедливых для некоторых идеализированных схем (моделей). Рассмотрим, например, достаточно большую территорию в виде квадрата со стороной  $2R$  (рис. 5.9). Пусть эта территория разделена на меньшие квадраты, в центре которых размещены питающие подстанции. Радиус вписанной в каждый квадрат окружности назовем радиусом охвата или радиусом сети соответствующего напряжения.

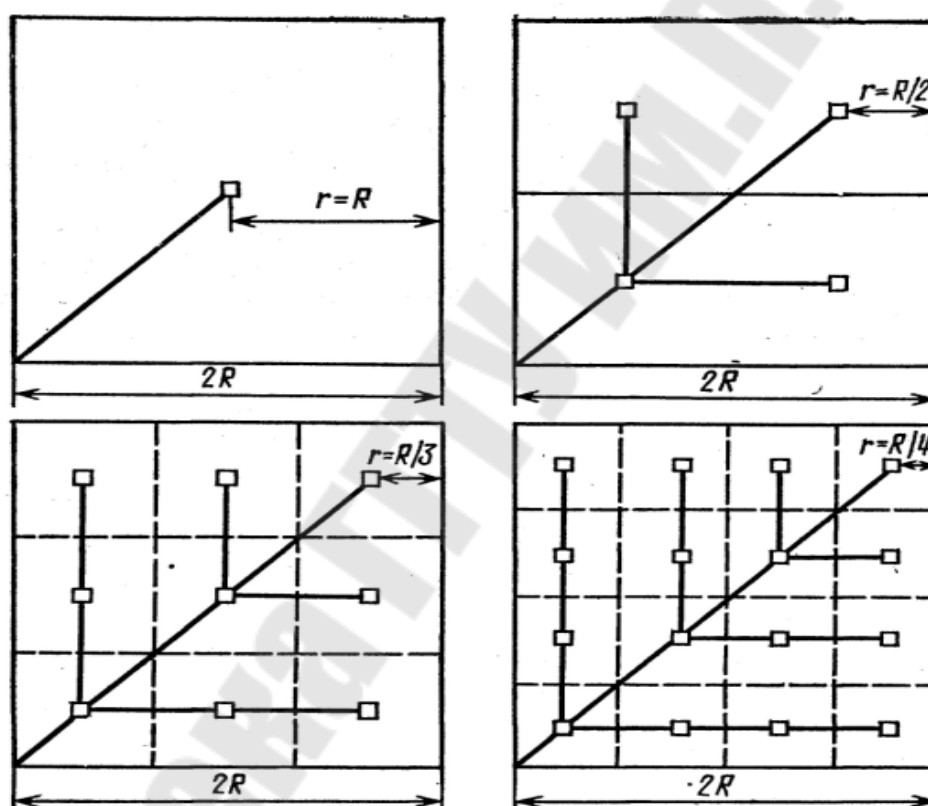


Рис. 5.9. Идеализированные схемы питающих сетей при изменении радиуса распределительной сети

Как следует из рисунка 5.9, при последовательном уменьшении радиуса  $r$  распределительной сети в целое число раз число питающих подстанций определяется следующим образом:

$$N_{II} = \left( \frac{R}{r} \right)^2 \quad (5.36)$$

При решении многих технико-экономических задач удобно пользоваться не абсолютными значениями основных параметров, а их удельными значениями, например, на единицу площади. Эти значения мы будем обозначать индексом  $O$ . Удельное число питающих подстанций на единицу площади (на 1 км<sup>2</sup>) составит

$$N_{\text{ПО}} = \frac{N_{\text{П}}}{F} = \frac{N_{\text{П}}}{4R^2} = \frac{1}{4r^2} \quad (5.37)$$

Анализ показывает, что длину питающей сети в зависимости от радиуса распределительной сети можно выразить приближенной формулой

$$L_{\text{П}} = \frac{2R^2}{r} \quad (5.38)$$

Соответственно удельная протяженность питающей сети (км/км<sup>2</sup>) составит

$$L_{\text{ПО}} = \frac{L_{\text{П}}}{4R^2} = \frac{1}{2r} \quad (5.39)$$

Если определяют число подстанций и протяженность питающей сети напряжением 110 кВ в системе 110/35/10 кВ, то радиус охвата соответствует суммарному радиусу  $r_{35}$  сетей 35 и 10 кВ. Для питающей сети 35 кВ учитывается лишь радиус  $r_{10}$  сетей 10 кВ.

При определении протяженности распределительной сети также исходят из идеализированной схемы сети, охватывающей территорию, разбитую на равные квадраты, в центре которых находятся электрические нагрузки (рис. 5.10). Для определения протяженности распределительной сети, изображенной на рисунке 5.10, а, справедливо следующее выражение

$$L_P = (N + \sqrt{N} - 2)a \quad (5.40)$$

а для сети, изображенной на рисунке 5.12, б,

$$L_P = (N + 0,83\sqrt{N} - 2,83)a \quad (5.41)$$

где  $L_P$  — общая протяженность сети;  $N$  — число пунктов потребления (квадратов);  $a$  — сторона квадрата, в центре которого расположена нагрузка.

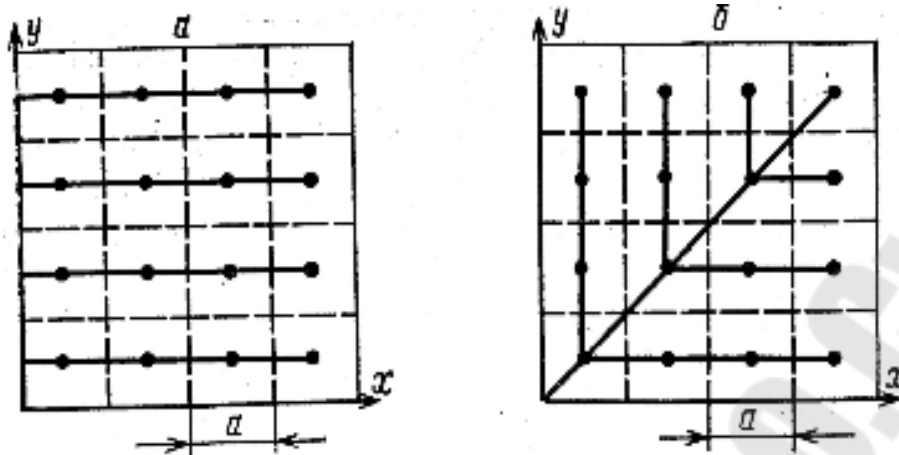


Рис. 5.12. Идеализированные схемы распределительной сети:  
*a* — магистрали проходят по координатным осям;  
*б* — магистрали проходят по диагонали

Результаты расчетов по приведенным формулам отличаются мало, и в среднем можно принимать

$$L_p = 1,1 \cdot Na \quad (5.42)$$

Очевидно, что общая площадь рассматриваемой территории

$$F = a^2 N \quad (5.43)$$

Тогда

$$a = \sqrt{\frac{F}{N}} \quad (5.44)$$

и подставив значение *a* из формулы (5.51) в формулу (5.49), получим

$$L_p = 1,1 \cdot \sqrt{NF} \quad (5.45)$$

При равномерном распределении нагрузки по территории общая протяженность распределительной сети мало зависит от ее возможной конфигурации, а также от числа питающих подстанций. В общем случае неравномерного распределения нагрузки по территории

$$L_p = \alpha \sqrt{NF} \quad (5.46)$$

где  $\alpha$  — коэффициент формы сети.

Соответственно удельная протяженность распределительной сети

$$L_{p0} = \frac{L_p}{F} = \alpha \sqrt{\frac{N}{F}} = \alpha \sqrt{N_0}, \quad (5.47)$$

где  $N_0 = \frac{N}{F}$  — удельное число пунктов потребления на 1 км<sup>2</sup>.

По своей природе коэффициент формы сети — величина случайная. На его значение влияет большое число факторов: площадь населенных пунктов, характер распределения их по территории, наличие лесных массивов, болот, озер, наконец, индивидуальные особенности проектировщика. В большинстве случаев значения этого коэффициента лежат в пределах от 0,6 до 1, причем большие значения характерны для районов с мелкими селениями.

Как уже отмечалось, во многих случаях приведенные затраты для разных сравниваемых вариантов могут отличаться очень ненамного и возникает необходимость в привлечении других критериев, при помощи которых можно окончательно выбрать наиболее выгодный вариант. В качестве такого дополнительного критерия часто используют значение затрат проводникового металла. Массу металла на участке трехфазной линии длиной  $l$  с площадью поперечного сечения проводов  $F$  можно определить по формуле

$$G = 3dFl, \quad (5.48)$$

где  $d$  — плотность материала проводов.

Если площадь сечения проводов выбрана по плотности тока  $j$  из условия передачи нагрузки  $I$  так, что

$$F = \frac{I}{j} \quad (5.49)$$

то из выражений (5.48) и (5.49) получим

$$G = \frac{3dIl}{j} = \frac{\sqrt{3}dPl}{jU \cos \varphi} \quad (5.50)$$

Из выражений (5.48) и (5.50) можно получить и формулу для площади сечения провода, выбранного по плотности тока

$$F = \frac{G}{3dl} = \frac{Pl}{j\sqrt{3}Ul \cos \varphi} \quad (5.51)$$

Таким образом, затраты металла на участке сети пропорциональны линейному моменту нагрузки

$$M = Pl \quad (5.52)$$

Связь между моментом нагрузки и массой металла можно использовать и для определения затрат металла в разветвленных распределительных и питающих сетях. Для идеализированной сети с  $n$



участками, охватывающей территорию с равномерно распределенной нагрузкой, сумма линейных моментов может быть выражена формулой

$$M = \sum_{i=1}^n P_i l_i = \Psi \gamma R^3, \quad (5.53)$$

где  $\Psi$  — коэффициент разветвленности, определяемый из анализа сетей с идеализированной конфигурацией и колеблющийся в пределах от 2,67 до 3,22;  $\gamma$  — плотность равномерно распределенной по территории нагрузки, кВт/км<sup>2</sup>;  $R$  — линейный параметр рассматриваемой территории (половина стороны квадрата или радиус круга).

Рассматривая территорию в виде квадрата со стороной  $2r$ , из выражения (5.53) получим удельный момент сети на единицу площади

$$M_0 = \frac{M}{F} = \frac{\Psi \gamma r^3}{4r^2} = \frac{\Psi \gamma r}{4} \quad (5.54)$$

Распространяя выражение (5.50) на разветвленную сеть, с учетом формул (5.52) и (5.54) получим следующее выражение для удельных затрат металла на единицу площади территории

$$G_0 = \frac{\sqrt{3} d \Psi \gamma r}{4 j U \cos \varphi} \quad (5.55)$$

На разветвленную сеть можно распространить и выражение (5.51), если ввести понятие об эквивалентной площади сечения проводов линии при их массе, определяемой выражением (5.50). Эта эквивалентная площадь сечения

$$F_{\text{э}} = \frac{\Psi \gamma r^3}{j \sqrt{3} U L \cos \varphi} \quad (5.56)$$

Тогда, учитывая формулу (5.1), для общей стоимости разветвленной сети протяженностью  $L$  (км) и площадью сечения проводов  $F_{\text{э}}$  (мм<sup>2</sup>), получим

$$K = (a + b F_{\text{э}}) L = a L + \frac{b \Psi \gamma r^3}{j \sqrt{3} U \cos \varphi} \quad (5.57)$$

Удельная стоимость сети на единицу площади электрифицируемой территории

$$K_0 = \frac{K}{F} = aL_0 + \frac{b\psi\gamma r}{4j\sqrt{3}U \cos \varphi} \quad (5.58)$$

Важным технико-экономическим показателем системы распределения энергии являются потери энергии в ней. Рассмотрим методику определения потерь энергии в линиях.

Пусть на участке трехфазной линии длиной  $l_i$  с проводами сечением  $F$  протекает ток  $I$ . Тогда потери активной мощности (кВт)

$$\Delta P_i = \frac{3I^2 \rho l}{F} = 3jI\rho l \frac{\sqrt{3}j\rho P_i l_i}{U \cos \varphi \cdot 10^3} \quad (5.59)$$

где  $P_i$  — в киловаттах;  $U$  — в киловольтах.

Отсюда видно, что потери мощности, как и затраты металла, пропорциональны моменту нагрузки  $Pl$ . Для  $n$  участков разветвленной сети суммарные потери мощности составят

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i = \frac{\sqrt{3}j\rho \sum_{i=1}^n P_i l_i}{10^3 U \cos \varphi} \quad (5.60)$$

Учитывая выражение (5.53), для разветвленной сети с равномерно распределенной нагрузкой получим

$$\Delta P = \frac{\sqrt{3}\psi\gamma r^3 j\rho}{10^3 U \cos \varphi} \quad (5.61)$$

Годовые потери энергии в линии (кВт·ч/год)

$$\Delta W = \frac{\sqrt{3}\psi\gamma r^3 j\rho \tau}{10^3 U \cos \varphi}, \quad (5.62)$$

где  $\tau$  — число часов потерь, зависящее от времени использования максимума.

Можно записать и формулу для удельных потерь энергии на единицу площади рассматриваемой территории [кВт·ч/(год·км<sup>2</sup>)]

$$\Delta W_0 = \frac{\Delta W}{F} = \frac{\sqrt{3}\psi\gamma r j\rho \tau}{4 \cdot 10^3 U \cos \varphi} \quad (5.63)$$

Стоимость потерь энергии в трансформаторах можно вычислить по формуле (5.34), установив предварительно среднюю мощность подстанции. Число питающих подстанций вычисляются по формулам

(5.36) и (5.38), а число потребительских подстанций определяется числом пунктов потребления  $N$ .

### **5.8. Приведенные затраты на систему электроснабжения крупного сельскохозяйственного района**

Сравнение технико-экономических показателей систем электроснабжения — одна из важнейших задач экономики сельской электрификации — позволяет установить наиболее выгодную систему, оценить роль и влияние отдельных факторов, которые могут изменяться с течением времени, и соответственно наметить основные тенденции дальнейшего развития систем электроснабжения. В связи с завершением электрификации сельскохозяйственных районов наибольшее значение приобретает выбор оптимального варианта развития системы электроснабжения. Однако и при решении этой задачи необходимо сопоставлять и всесторонне сравнивать различные возможные системы.

Один из методов сравнения технико-экономических показателей систем электроснабжения заключается в составлении и анализе соответствующих зависимостей для идеализированных схем (моделей). Рассмотрим порядок получения таких зависимостей для приведенных затрат на системы распределения электроэнергии по трехступенчатой схеме 110/35/10 кВ и двухступенчатой схеме 110/20 кВ.

Предположим, что нагрузка потребителей равномерно распределена по достаточно большой территории с поверхностной плотностью  $\gamma$  (кВт/км<sup>2</sup>), причем плотность нагрузки будем определять по ее участию в максимуме районных подстанций.

Если энергия распределяется по схеме 110/35/10 кВ, то приведенные затраты на сети указанных напряжений складываются из отчислений от капитальных вложений в линии напряжением 110, 35 и 10 кВ, трансформаторные подстанции 110/35, 35/10 и 10/0,4 кВ, а также из стоимости потерь энергии в указанных элементах сети. Затраты на линии напряжением 0,38 кВ не учитывают, так как они практически не зависят от системы более высоких напряжений.

Сумму нормативных и амортизационных отчислений от капитальных вложений

$$E_H + p_{AM} = p \quad (5.64)$$

для упрощения записи примем одинаковой для всех элементов, а стоимость воздушных линий и трансформаторных подстанций будем определять по формулам (5.1) и (5.3). Тогда приведенные затраты на

каждый из перечисленных выше элементов будут состоять из трех составляющих: отчислений от постоянных слагающих стоимости линии или подстанций (соответственно а и т), отчислений от переменных составляющих  $bF$  и  $nS$  и стоимости потерь энергии. Заметим, что переменные составляющие  $bF$ , а также потери энергии в линиях, согласно выражениям (5.63) и (5.69), пропорциональны линейным моментам.

Выражения для приведенных затрат будем составлять на 1 км<sup>2</sup>. Зная поверхностную плотность нагрузки  $\gamma$  (кВт/км<sup>2</sup>), а также число часов использования максимальной мощности, полученные результаты можно затем пересчитать на 1 кВт или 1 кВт·ч.

Рассмотрим достаточно большую территорию в виде квадрата со стороной  $2R$  (рис. 5.9). Если питание всей нагрузки осуществляется от подстанций, расположенных в центре квадратов, то удельное число подстанций 110/35/10 кВ на единицу площади (1/км<sup>2</sup>) по формуле (5.37) составит

$$N_{0(110/35)} = \frac{1}{4r_{35}^2}, \quad (5.65)$$

где  $r_{35}$  — радиус сети 35 кВ, включающий и радиус сети 10 кВ (рис. 5.11).

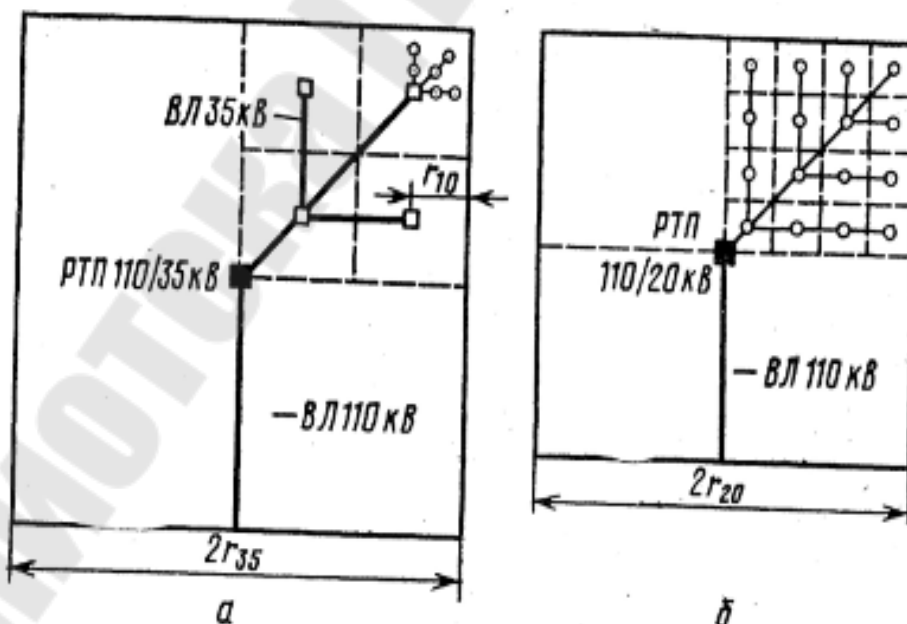


Рис. 5.11. Идеализированные схемы сетей при трехступенчатой системе распределения электроэнергии 110/35/10 кВ (а) и двухступенчатой системе 110/20 кВ (б)

Аналогичное выражение при замене индексов получим и для удельного числа подстанций 35/10 кВ

$$N_{0(35/10)} = \frac{1}{4r_{10}^2} \quad (5.66)$$

Число подстанций 35/10 кВ можно определить и иначе, если задаться средней нагрузкой подстанции  $P_{35/10}$ .

Общее число подстанций

$$N_{35/10} = \frac{P_{\Sigma}}{P_{35/10}} = \frac{4R^2\gamma}{S_{35/10}\cos\varphi}, \quad (5.67)$$

где  $P_{\Sigma} = 4R^2\gamma$  — суммарная нагрузка потребителей.

Удельное число подстанций на единицу площади

$$N_{0(35/10)} = \frac{\gamma}{S_{35/10}\cos\varphi} \quad (5.68)$$

При сравнении различных систем распределения энергии переменные составляющие стоимостей подстанций с первичным напряжением 110 кВ можно считать одинаковыми и в расчетах не учитывать.

Если задаться средней мощностью потребительских трансформаторных подстанций  $S_{10/0,4} \cong S_{10/0,4}$ , то общее их число на рассматриваемой территории составит

$$N_{10/0,4} = N_{ТП} = \frac{4R^2\gamma}{k_H P_{10/0,4}}, \quad (5.69)$$

где  $k_H$  — коэффициент несовпадения максимумов потребительских трансформаторных подстанций, при помощи которого учитывается то обстоятельство, что поверхностная плотность нагрузки  $\gamma$  определена по ее участию в максимуме районных подстанций.

Удельное число потребительских трансформаторных подстанций на единицу площади (1/км<sup>2</sup>) составляет

$$N_{0(10/0,4)} = N_{ТП_0} = \frac{\gamma}{k_H P_{10/0,4}} \quad (5.70)$$

Стоимость потребительских трансформаторов можно считать одинаковой независимо от их мощности.

Стоимость потерь энергии в трансформаторах определяют по выражению (5.34), причем нагрузку трансформаторов можно считать равной их номинальной мощности.

Стоимость потерь энергии в трансформаторах с первичным напряжением 110 кВ можно считать одинаковой для всех вариантов и не учитывать.

Удельные протяженности питающих линий напряжением 110 и 35 кВ можно определить по формуле (5.39)

$$L_{ПО} = \frac{1}{2r},$$

где  $r = r_0$  при вычислении протяженности сетей 35 кВ и  $r = r_{35}$  при вычислении протяженности сетей 110 кВ (рис. 5.11).

Удельную стоимость питающих сетей можно вычислить по формуле (5.58). Переменную составляющую стоимости линий 110 кВ, зависящую от линейного момента, при сравнении систем распределения можно не учитывать. Действительно, линейный момент любой сети, определяемый выражением (5.53), зависит только от ее собственного радиуса охвата, и поэтому переменная часть стоимости линии 110 кВ не зависит от вторичного напряжения подстанций 110 кВ. По этой же причине в расчетах можно не учитывать стоимость потерь энергии в линиях 110 кВ, также пропорциональную линейному моменту сетей этого напряжения.

Для определения удельной протяженности распределительной сети воспользуемся формулой (5.47). Подставив в нее выражение (5.70), получим

$$L_{010} = \frac{L_{10}}{F} = \alpha \sqrt{\frac{\gamma}{k_H P_{10/0,4}}} \quad (5.71)$$

С учетом изложенного можно записать следующее выражение для приведенных затрат на 1 км<sup>2</sup> при электроснабжении рассматриваемой территории по схеме 110/35/10 кВ

$$\begin{aligned}
Z_0 = & \frac{a_{110}}{2r_{35}} p + \frac{m_{110/35}}{4r_{35}^2} p + \frac{a_{35}}{2r_{10}} p + \frac{\psi\gamma r_{35} b_{35}}{\sqrt{3} \cdot 4jU_{35} \cos \varphi} p + \frac{\sqrt{3}\psi\gamma r_{35} j\rho\tau}{4 \cdot 10^3 U_{35} \cos \varphi} c' + \\
& + \frac{m_{35/10}}{4r_{10}^2} p + n_{35/10} \gamma p + (P_X c'' 8760 + P_K c' \tau) \cdot \frac{\gamma}{S_{35/10} \cos \varphi} + \\
& + a_{10} \alpha \sqrt{\frac{\gamma}{k_H P_{10/0,4}}} p + \frac{\psi\gamma r_{10} b_{10}}{\sqrt{3} \cdot 4jU_{10} \cos \varphi} p + \frac{\sqrt{3}\psi\gamma r_{10} j\rho\tau}{4 \cdot 10^3 U_{10} \cos \varphi} c' + \frac{K_{10/0,4} \gamma}{k_H P_{10/0,4}} p + \\
& + (P_X c'' 8760 + P_K c' \tau) \cdot \frac{\gamma}{k_H P_{10/0,4}}
\end{aligned}
\tag{5.72}$$

В выражении (5.72) индексы 110, 110/35, 35, 35/10, 10 и 10/0,4 указывают напряжение соответствующих линий или подстанций,  $c'$  — средние приведенные затраты на потери энергии при числе часов потерь  $\tau$  в линиях 35 и 10 кВ и трансформаторах 35/10 и 10/0,4 кВ;  $c''$  — средние приведенные затраты на потери холостого хода в трансформаторах 35/10 и 10/0,4 кВ. (при числе часов потерь 8760). Для упрощения записи эти величины, а также плотности тока и числа часов потерь в различных элементах сети приняты одинаковыми.

Аналогичное выражение может быть записано для системы распределения энергии по двухступенчатой схеме 110/20 кВ:

$$\begin{aligned}
Z_0 = & \frac{a_{110}}{2r_{20}} p + \frac{m_{110/20}}{4r_{20}^2} p + a_{20} \alpha \sqrt{\frac{\gamma}{k_H P_{20/0,4}}} p + \frac{\psi\gamma r_{20} b_{20}}{\sqrt{3} \cdot 4jU_{20} \cos \varphi} p + \\
& + \frac{\sqrt{3}\psi\gamma r_{20} j\rho\tau}{4 \cdot 10^3 U_{20} \cos \varphi} c' + \frac{K_{20/0,4} \gamma}{k_H P_{20/0,4}} p + (P_X c'' 8760 + P_K c' \tau) \cdot \frac{\gamma}{k_H P_{20/0,4}}
\end{aligned}
\tag{5.73}$$

Для системы 110/35 кВ в уравнении (5.80) индексы 20 следует заменить на 35.

Уравнения (5.72) и (5.73) позволяют при сравнительно небольшом числе исходных показателей проводить технико-экономическую оценку различных систем распределения энергии.

При практическом использовании изложенной методики необходимо учитывать, что она дает приемлемые по точности результаты лишь при условии равномерного распределения по территории подавляющей части электрических нагрузок. Если же в районе есть

крупные концентрированные нагрузки (животноводческие комплексы, сравнительно большие города и др.), то затраты на их электрообеспечение при каждой рассматриваемой схеме необходимо определять отдельно и суммировать с соответствующими затратами для равномерно распределенной нагрузки. Следует также учитывать возможный рост нагрузок и, следовательно, изменение стоимости потерь энергии, а также дополнительные затраты на последующую реконструкцию сети.

Для правильного сопоставления возможных схем необходимо, чтобы приведенные затраты для каждой из них определялись при ее оптимальных параметрах и в первую очередь при экономической плотности тока и оптимальных (экономических) радиусах распределительных сетей. Задача выбора экономического радиуса распределительной сети рассматривается в следующем параграфе.

### **5.9. Определение экономического радиуса распределительной сети и оценка систем распределения электроэнергии**

Оптимальные (экономические) радиусы сетей — это радиусы, при которых минимальны приведенные затраты на каждую из систем распределения энергии. Необходимо иметь в виду, что условий, соответствующих использованным выше моделям (равномерное распределение нагрузки по территории и возможность свободного выбора количества и местоположения питающих подстанций), при реальном проектировании практически нет. Как правило, местоположение опорных пунктов (подстанций напряжением 110 кВ) фиксировано заранее, а на размещение питающих подстанций 110 и 35 кВ существенное влияние оказывают потребители с сосредоточенной нагрузкой. Поэтому численные результаты, полученные при анализе идеализированных схем, имеют ограниченную практическую ценность. Однако сам процесс определения экономического радиуса сети представляет методический интерес, так как при этом можно легко выделить и оценить факторы, наиболее существенно влияющие на результаты расчетов.

При решении задачи будем исходить из выражений, составленных в предыдущем параграфе для приведенных затрат на систему распределения энергии по неограниченно большой территории с равномерно распределенной нагрузкой. Рассмотрим выражение (5.73), записанное для двухступенчатой схемы 110/20 кВ, состоящей из питающей сети (в данном случае напряжением 110 кВ) и распредели-



тельной сети (в данном случае сети 20 кВ). Выделим в уравнении (5.73) члены, зависящие от радиуса сети 20 кВ  $r_{20}$  и запишем их в общем виде, заменив индексы 110 на «п» (питающая сеть), а индексы 20 — на «р» (распределительная сеть). Учтем также различие в нормах суммарных отчислений по выражению (5.64) для разных элементов питающих и распределительных сетей и обозначим их соответствующими индексами. Индекс 20 при радиусе распределительной сети опустим

$$Z_0 = \frac{a_{\Pi}}{2r} P_{\Pi.Л} + \frac{m_{\Pi}}{4r_{\Pi}^2} P_{\Pi.Т} + \frac{\psi\gamma r b_p}{\sqrt{3} \cdot 4j U_p \cos \varphi} P_p + \frac{\sqrt{3}\psi\gamma j \rho \tau c r}{4 \cdot 10^3 U_p \cos \varphi}, \quad (5.74)$$

где  $P_{\Pi.Л}$ ,  $P_{\Pi.Т}$  — нормы суммарных отчислений для питающих линий и подстанций.

Для определения оптимального значения радиуса приравняем

$$\frac{dZ_0}{dr} = 0 = -\frac{a_{\Pi} P_{\Pi.Л}}{2r^2} - \frac{m_{\Pi} P_{\Pi.Т}}{2r^3} + \frac{\psi\gamma (b_p P_p + 3j^2 \rho \tau c \cdot 10^{-3})}{4\sqrt{3} U_p j \cos \varphi} \quad (5.75)$$

Отсюда получим следующее кубическое уравнение для оптимального радиуса распределительной сети

$$\frac{\psi\gamma (b_p P_p + 3j^2 \rho \tau c \cdot 10^{-3})}{4\sqrt{3} U_p j \cos \varphi} r^3 - a_{\Pi} P_{\Pi.Л} r - m_{\Pi} P_{\Pi.Т} = 0 \quad (5.76)$$

Отметим, что при плотности тока, равной экономической, одинаковы обе слагающие в числителе коэффициента первого члена уравнения (5.76).

При выводе этого уравнения под величиной  $r$  понималась половина стороны квадрата, в центре которой размещена питающая подстанция (рис. 5.11). Поэтому вычисленные по уравнению (5.83) величины нужно пересчитать на радиус круга, площадь которого равна площади рассмотренного квадрата. Для этого можно воспользоваться формулой

$$r_{ЭК} = \frac{2r}{\sqrt{\pi}} = 1,13r \quad (5.77)$$

На рисунке 5.12 показаны вычисленные по уравнениям (5.76) и (5.77) зависимости экономических радиусов распределительных сетей напряжением 10, 20 и 35 кВ от плотности нагрузки. Напряжение питающих сетей в первом случае принято равным 35 кВ, а в двух других случаях — 110 кВ.

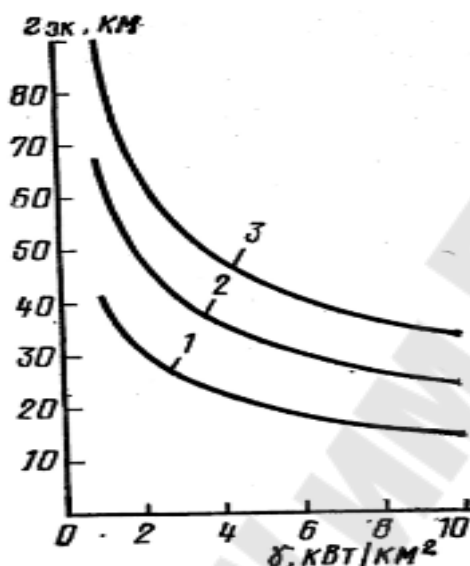


Рис. 5.12. Зависимости экономических радиусов от плотности нагрузки при напряжениях сети 10 кВ (1), 20 кВ (2) и 35 кВ (3)

Решение, полученное при помощи уравнения (5.76), не окончательное, так как при выводе этого уравнения не учитывалось влияние радиуса распределительной сети на уровень ее надежности.

Пользуясь уравнениями (5.72) и (5.73), можно сопоставить приведенные затраты для различных систем распределения энергии в крупных сельскохозяйственных районах. Для этого определяют исходные технико-экономические показатели, участвующие в указанных уравнениях, и последовательно задаются рядом возможных значений двух независимых переменных, характеризующих условия распределения энергии в рассматриваемом районе: поверхностной плотностью нагрузки  $u$  и удельным числом пунктов потребления энергии  $N_{10/0,4}$  [или средней мощностью потребительской подстанции  $P_{10/0,4}$ , см. формулу (5.70)]. Затем вычисляют и сравнивают значения приведенных затрат для различных систем распределения.

Подобные расчеты были, в частности, выполнены в работах Энергетического института им. Г. М. Кржижановского профессором А. Г. Захариным и кандидатом технических наук Н. С. Канакиным.

В этих работах показано, что определенные области применения имеют системы с распределительными сетями напряжением 10, 20 и 35 кВ. В частности, система 110/35/10/0,38 кВ экономически целесообразна при  $\gamma = 2...3$  кВт/км<sup>2</sup>, числе пунктов потребления 15...20 на 100 км<sup>2</sup> и радиусе распределительной сети 15...20 км. При тех же плотностях нагрузок, но при числе потребительских ТП 8...11 на 100 км<sup>2</sup> и радиусе сети 30...35 км наиболее выгодно применять систему 110/20/0,38 кВ. Наконец, при плотности нагрузки менее 2 кВт/км<sup>2</sup>, числе пунктов потребления до 5 на 100 км<sup>2</sup> и радиусе распределительной сети более 50 км наиболее рациональными оказываются напряжения питающих линий 154 и 220 кВ, а распределительных линий — 35 кВ.

Решение о практическом применении той или иной системы распределения нельзя принимать только на основании расчетов по уравнениям типа (5.72). В настоящее время в большинстве сельскохозяйственных районов исторически сложилась трехступенчатая система 110/35/10/0,4 кВ. Задача выбора наилучшей системы распределения энергии по существу превратилась в задачу выбора оптимального варианта развития сельских сетей с целью повышения их пропускной способности. При решении этой задачи, кроме конкретных условий рассматриваемого района, необходимо учитывать и возможную «масшовость» намечаемого к применению технического мероприятия. Это особенно важно, если наиболее выгодным по приведенным затратам оказывается применение такого напряжения, на которое промышленность еще не выпускает оборудование. В этих случаях, для того чтобы принять, правильное решение, предварительно необходимо рассмотреть задачу планирования: ожидаемый экономический эффект от применения новой системы распределения следует сопоставить с затратами, необходимыми на освоение и выпуск нового оборудования.

До сих пор системы распределения оценивались лишь по приведенным затратам. Между тем при различном числе ступеней системы и при разных сочетаниях напряжений могут отличаться и качество напряжения у потребителей, и уровни надежности их электроснабжения. Эти характеристики систем распределения также необходимо рассматривать при их сравнительной оценке, однако количественно эти факторы строго можно учесть только в виде неопределенных величин.

Таким образом, выбор наилучшей системы распределения энергии является многокритериальной оптимизационной задачей с неопределенными факторами.

### **5.10. Определение числа и мощности потребительских подстанций в крупных сельских населенных пунктах**

Задача расчета сельских сетей низкого напряжения также заключается в определении их оптимальных параметров. Исходя из экономических соображений и из необходимости питать от одной и той же сети двигательную и осветительную нагрузки, сельские линии низкого напряжения выполняют напряжением 380/220 В с нулевым проводом. В небольших населенных пунктах определение числа и конфигурации линий низкого напряжения, отходящих от потребительских подстанций, не представляет особых трудностей, так как трасса линий определяется планировкой населенного пункта, а возможные варианты по числу линий немногочисленны. Поэтому выбор оптимальной конфигурации в задачу расчета сетей низкого напряжения небольших селений, как правило, не входит. Обычно расчет этих сетей сводится к решению двух основных задач:

- а) определение числа, мощности и мест размещения потребительских трансформаторных подстанций (ТП);
- б) выбор числа и площади сечения проводов на отдельных участках отходящих линий.

В мелких и средних селениях число ТП обычно не превышает 1...2, а их мощность составляет 20...63 кВ·А и реже 100 кВ·А. Для снижения затрат на линии низкого напряжения ТП следует размещать вблизи более крупных потребителей или в «центре тяжести» нагрузок.

Для более крупных населенных пунктов оптимальный выбор конфигурации сети, а также числа, мощности и мест размещения потребительских подстанций представляет сложную задачу.

По-прежнему будем считать, что территория населенного пункта представляет собой квадрат со стороной  $2R$ . Нагрузку потребителей будем считать равномерно распределенной по территории и сосредоточенной в центрах маленьких квадратов (рис. 5.13). Число домов в населенном пункте обозначим  $z$ , расстояние между домами  $l_0$ , расчетную нагрузку на один дом  $p_0$  и используем для решения задачи

те же положения, что и при определении оптимального радиуса распределительной сети.

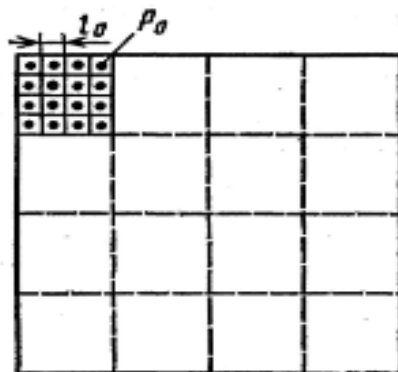


Рис. 5.16. Идеализированное распределение нагрузки потребителей по территории крупного населенного пункта

В качестве питающих линий будем рассматривать распределительные линии среднего напряжения, в качестве питающих подстанций — потребительские подстанции (ТП), а в качестве распределительной сети — линии напряжением 0,38/0,22 кВ.

Выразим в соответствии с формулой (5.56) число ТП в зависимости от радиуса распределительной сети напряжением 0,38/0,22 кВ:

$$N_{ТП} = \left( \frac{R}{r} \right)^2 \quad (5.78)$$

Учитывая, что

$$4R^2 = z l_0^2, \quad (5.79)$$

выразим число ТП через число домов и расстояние между ними:

$$N_{ТП} = \frac{z l_0^2}{4r^2} \quad (5.80)$$

Составим выражение для приведенных затрат на распределение энергии в населенном пункте. Поскольку линии низкого напряжения можно выполнять с числом проводов от 2 до 4, предварительно рассмотрим, как для таких линий выражаются эквивалентные площади сечения проводов по формуле (5.56), а также стоимость потерь энергии. Площади сечения фазных и нулевого проводов примем одинаковыми, а нагрузку будем считать симметричной.

Обозначим число проводов на участке трехфазной линии низкого напряжения  $\mu$ . Тогда ток в линии

$$I = \frac{qP}{U \cos \varphi}, \quad (5.81)$$

где  $U$  — линейное напряжение;  $q$  — коэффициент, зависящий от числа проводов и равный  $\frac{1}{\sqrt{3}}$  при  $\mu = 4$ ,  $q = \sqrt{\frac{3}{2}}$  при  $\mu = 3$  и  $q = \sqrt{3}$  при  $\mu = 2$ .

Масса металла проводов линий длиной  $l$

$$G = \mu dFl \quad (5.82)$$

[см. формулу (5.48) при  $\mu = 3$ ].

Выполнив те же преобразования, что и при выводе формулы (5.63), получим

$$F_{\text{э}} = \frac{q\psi\gamma r^3}{jUL_p \cos \varphi} \quad (5.83)$$

Учитывая, что стоимость линии низкого напряжения определяется по формуле (5.2), получим по аналогии с (5.65) выражение для удельной стоимости линий низкого напряжения на единицу площади:

$$K_0 = \frac{aL_p}{F} + \frac{b'\psi\gamma r\sigma_1}{4jU \cos \varphi} \quad (5.84)$$

где  $b'$  — коэффициент в уравнении (5.2);  $\sigma_1$  — коэффициент, зависящий от  $\mu$  и равный 2,31 при  $\mu = 4$ ; 2,59 при  $\mu = 3$  и 3,46 при  $\mu = 2$ .

Повторив аналогичные выводы, получим следующее выражение для удельных потерь электрической энергии в линии с числом проводов  $\mu$  [см. формулу (5.63)]:

$$\Delta W_0 = \frac{\psi\gamma r^2 j\rho\tau\sigma_2}{4 \cdot 10^3 U \cos \varphi} \quad (5.85)$$

где  $\sigma_2 = \sqrt{3}$  при  $\mu = 4$ ,  $\sigma_2 = 2,59$  при  $\mu = 3$  и  $\sigma_2 = 3,46$  при  $\mu = 2$ .

Перейдем к составлению уравнения для приведенных затрат. Как было показано выше, отдельные составляющие затрат можно выразить в зависимости от радиуса распределительной сети. Затраты можно вычислять на единицу площади, причем учитывать следует лишь слагающие, зависящие от радиуса сети низкого напряжения.

Тогда по аналогии с выражением (5.74) получим

$$Z_0 = \frac{a_{10}P_{10}}{2r} + \frac{K_{ТП}P_{ТП}}{4r^2} + \frac{\Psi\gamma b'\sigma_1 p_{0,38}}{4jU \cos \varphi} r + \frac{\Psi\gamma j\rho\tau c\sigma_2}{4 \cdot 10^3 U \cos \varphi} r \quad (5.86)$$

В уравнении (5.86) принято, что средняя стоимость  $K_{ТП}$  не зависит от мощности трансформатора.

Анализ выражения (5.86) показывает, что с увеличением радиуса распределительной сети 0,38 кВ уменьшаются затраты на ВЛ 10 кВ и на трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ и, наоборот, увеличиваются затраты на ВЛ 0,38 кВ. Таким образом, должны существовать оптимальный радиус сети 0,38 кВ и соответствующее ему оптимальное число ТП, при котором суммарные затраты на электроснабжение населенного пункта минимальны.

С учетом формулы (5.80) уравнение (5.86) можно записать относительно числа ТП  $N_{ТП}$ :

$$Z_0 = \frac{a_{10}P_{10}}{\sqrt{zl_0^2}} \sqrt{N_{ТП}} + \frac{K_{ТП}P_{ТП}}{zl_0^2} N_{ТП} + \frac{\Psi\gamma\sqrt{zl_0^2}}{8U \cos \varphi} \left( \frac{b'\sigma_1 p_{0,38}}{j} + j\rho\tau c\sigma_2 10^{-3} \right) \frac{1}{\sqrt{N_{ТП}}} \quad (5.87)$$

Анализ показывает, что значения ряда величин, входящих в (5.87), в момент проектирования нельзя определить однозначно. В первую очередь это относится к поверхностной плотности нагрузки  $\gamma$ , зависящей от принятого значения удельной нагрузки на жилой дом. Коэффициенты  $\sigma_1$  и  $\sigma_2$  зависят от числа проводов на отдельных участках ВЛ, коэффициент разветвленности сети  $\Psi$  меняется в пределах от 3,22 до 2,67 [см. формулу (5.53)]. Произведение  $\tau c$  зависит от значения и вида нагрузки (см. п. 5.3). Таким образом, величины,  $\Psi, \gamma, \sigma_1, \sigma_2, \tau c$  по существу являются неопределенными факторами, для которых можно установить лишь максимальные и минимальные значения. Задачу выбора числа ТП приходится решать в условиях неопределенности. Для этой цели можно, например, использовать метод районирования векторов состояния природы.

Запишем уравнение (5.87), которое представляет собой подлежащую минимизации целевую функцию (или критерий эффективности), следующим образом:

$$Z_0 = \alpha_{10} \sqrt{N_{ТП}} + \alpha_{ТП} N_{ТП} + \alpha N_{ТП}^{-\frac{1}{2}} \quad (5.88)$$

где  $\alpha_{10}$ ,  $\alpha_{ТП}$  и  $\alpha$  — коэффициенты, определяемые путем сравнения (5.88) и (5.87), причем  $\alpha_{10}$  и  $\alpha_{ТП}$  — фиксированные величины, а  $\alpha$  — результирующий неопределенный фактор.

По методу районирования диапазон возможных значений результирующего фактора  $\alpha$  разбивается на области, в каждой из которых оптимальна определенная стратегия, в данном случае некоторое число ТП, сооружаемых в населенном пункте.

Граничное значение  $\alpha_{ГР}$ , при котором стратегии  $N_{ТП}$  и  $N_{ТП+1}$  равноценны, можно определить из уравнения

$$\begin{aligned} \alpha_{10} \sqrt{N_{ТП}} + \alpha_{ТП} N_{ТП} + \alpha_{ГР} N_{ТП}^{-\frac{1}{2}} &= \\ = \alpha_{10} \sqrt{N_{ТП} + 1} + \alpha_{ТП} (N_{ТП} + 1) + \alpha_{ГР} (N_{ТП} + 1)^{-\frac{1}{2}} & \quad (5.89) \end{aligned}$$

На рисунке 5.14 показано районирование неопределенного фактора по числу ТП. Для каждого числа домов установлен интервал неопределенности со своими минимальными и максимальными значениями неопределенного фактора, соответствующий некоторому оптимальному  $N_{ТП}$ . Если фактический интервал неопределенности перекрывает зоны оптимальности нескольких ТП, для окончательного выбора необходима дополнительная информация, сужающая интервал неопределенности.

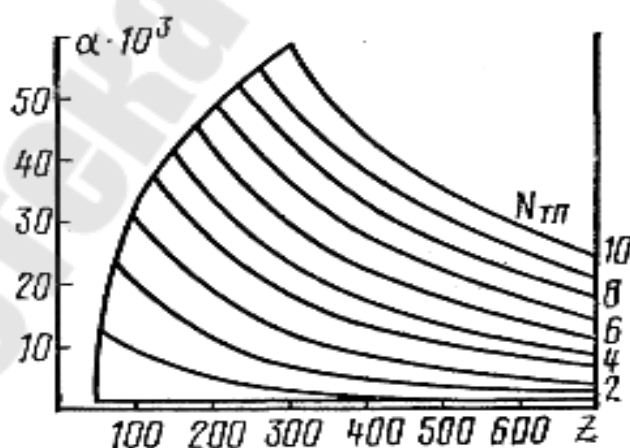


Рис. 5.17. Районирование результирующего неопределенного фактора



Если задаться некоторыми промежуточными величинами входящих в рассматриваемую задачу неопределенных факторов, можно получить приближенное однозначное ее решение. Например, дифференцируя уравнение (5.86) и приравняв нулю первую производную  $\frac{dZ_0}{dr}$ , получим следующее кубическое уравнение для оптимального радиуса:

$$\frac{\psi\gamma(b'\sigma_1\rho_{0,38} + j^2\rho\tau c\sigma_2 \cdot 10^{-3})}{jU \cos \varphi} r^3 - 2a_{10}\rho_{10}r - 2K_{ТП}\rho_{ТП} = 0 \quad (5.90)$$

Расчеты показывают, что второй член уравнения (5.90), учитывающий стоимость линий среднего напряжения, мало влияет на значение экономического радиуса. Поэтому с достаточной точностью радиус сети низкого напряжения можно определять по следующему выражению:

$$r = \sqrt[3]{\frac{2K_{ТП} j U \cos \varphi \rho_{ТП}}{\psi\gamma(b'\sigma_1\rho_{0,38} + j^2\rho\tau c\sigma_2 \cdot 10^{-3})}} \quad (5.91)$$

Поверхностную плотность нагрузки можно выразить через  $P_0$  и  $l_0$  следующим образом:

$$\gamma = \frac{P_0}{l_0^2} \quad (5.92)$$

Подставляя в формулу (5.90) значение  $r$  из формулы (5.91) и  $\gamma$ , из формулы (5.92), получим следующее выражение для оптимального числа потребительских подстанций в населенном пункте:

$$N_{ОПТ} = \sqrt[3]{\frac{z^3 \rho_0^2 l_0^2 \psi^2 (b'\sigma_{10,38} + j^2\rho\tau c\sigma_2 \cdot 10^{-3})^2}{256(K_{ТП}\rho_{ТП} U j \cos \varphi)^2}} \quad (5.93)$$

На рисунке 5.15 показан характер изменения зависящих от числа ТП удельных приведенных затрат при разном числе ТП. Затраты вычислялись по уравнению (5.87) и пересчитывались на 1 кВт максимальной мощности потребителей. Минимум кривых соответствует

оптимальному числу ТП. Из рисунка также видно, что учет стоимости сети среднего напряжения практически не влияет на оптимальное число ТП в населенном пункте.

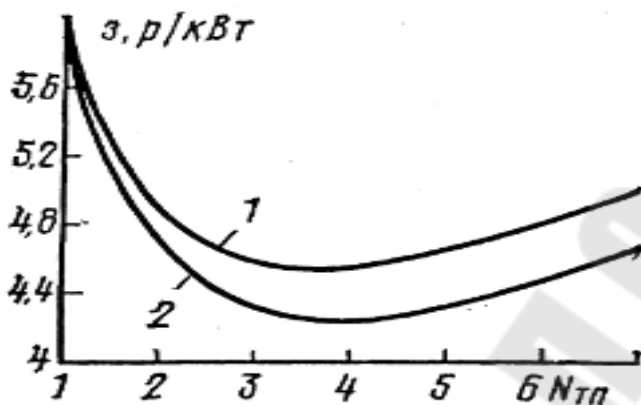


Рис. 5.15. Зависимости удельных приведенных затрат от числа ТП в населенном пункте: 1 — с учетом стоимости сети среднего напряжения; 2 — без учета стоимости сети среднего напряжения

## Глава 6

# НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

### 6.1. Общие сведения. Показатели надежности электрообеспечения

Надежность электрообеспечения – способность электрической системы в любой момент времени снабжать электрической энергией присоединенных к ней потребителей. Нарушения надежности, то есть перерывы электрообеспечения, в зависимости от вида потребителей приводят к различным нежелательным последствиям, и поэтому повышение надежности электрообеспечения всегда было одной из центральных задач практической электротехники.

Примерно до середины 50-х годов электрообеспечение сельскохозяйственных районов было ориентировано на использование мелких тепловых и гидравлических станций, которые представляют собой недостаточно надежные источники энергии. При таких электростанциях нецелесообразно было стремиться повышать надежность сетей, так как необходимые для этого дополнительные вложения оказались бы малоэффективными. Кроме того, вследствие разбросанности сельских потребителей по большой территории удельные стоимости сетей (на 1 кВт передаваемой мощности) значительно выше, чем в промышленном и городском электрообеспечении. Поэтому на первом этапе сельской электрификации основное внимание уделялось снижению первоначальных затрат на электрообеспечение, во многих случаях даже в ущерб его надежности. Недостаточная надежность сельского электрообеспечения в то время не проявлялась в полной мере, поскольку электрифицированы были лишь отдельные процессы сельскохозяйственного производства и эффект от электрификации в основном заключался в облегчении труда работающих без сколько-нибудь значительного сокращения их числа за счет коренного изменения технологии производственных процессов. При перерывах в электрообеспечении эти процессы выполнялись вручную с весьма небольшим материальным ущербом для производства.

Из-за такого положения долго существовало мнение, что сельскохозяйственное производство нечувствительно к перерывам в электрообеспечении и ущерб от них незначителен. Однако по мере внедрения комплексной электрификации сельскохозяйственного производ-

ства, особенно в животноводстве, стала изменяться технология производства, возросла производительность труда и существенно сократилась численность обслуживающего персонала. При перерывах в электроснабжении все труднее (или вообще невозможно) стало привлекать дополнительную рабочую силу для выполнения работ вручную, и недостаточная надежность электроснабжения начала сказываться в большей мере.

Еще более высокие требования к надежности электроснабжения предъявляют современные предприятия по выработке продуктов животноводства на промышленной основе и крупные птицефабрики. По характеру производственных процессов такие предприятия приближаются к современному промышленному производству. Внезапное прекращение электроснабжения в этом случае вызывает дезорганизацию производства и значительный материальный ущерб. Необходимо также считаться с крупными неудобствами, которые испытывает население современных сел и деревень при перерывах в электроснабжении. По всем этим причинам в настоящее время обеспечение надежного электроснабжения сельскохозяйственных районов стало одной из важнейших задач сельской электрификации.

В любой точке электрической сети может быть присоединено большое количество потребителей с самыми разнообразными характеристиками. Поэтому в качестве наиболее общей оценки надежности логично принять ожидаемую вероятность обеспечения электроснабжения в рассматриваемой точке сети.

Опыт эксплуатации показывает, что вероятность нарушения электроснабжения не остается одинаковой в течение года или даже суток. Так, повреждения изоляции грозowymi перенапряжениями происходят лишь в весенние и летние месяцы, вероятность пробоя изоляторов воздушных линий выше при восходе солнца и т. д. Поэтому надежность электроснабжения в разное время года и суток бывает различной. На практике целесообразно оценивать надежность средним значением вероятности обеспечения электроснабжения за год или несколько лет.

Надежность, измеренная как вероятность обеспечения электроснабжения, – величина, близкая к единице. Поэтому для оценки надежности удобнее пользоваться другой величиной – вероятностью нарушения электроснабжения, которая в итоге определяется общей длительностью к всех перерывов в электроснабжении.

Цель мероприятий по повышению надежности электроснабжения – сократить число и длительность отключений. Зависимость степени надежности от этих двух факторов достаточно сложна. Наиболее общей оценкой надежности мог бы быть единый показатель, учитывающий как число, так и длительность отключений. В настоящее время такой показатель еще не разработан, потому что пока не представляется возможным сопоставить ущерб от одного и нескольких отключений с одинаковой общей продолжительностью.

Нарушения электроснабжения (отключения) сельских сетей вызываются различными причинами и могут быть классифицированы следующим образом: а) случайные (или аварийные), вызванные действием автоматической защиты или неправильным действием обслуживающего персонала; б) преднамеренные (или плановые), сделанные обслуживающим персоналом для выполнения ремонтов, профилактических испытаний и т. д.

Аварийные отключения, в свою очередь, можно разделить на быстропроходящие (неустойчивые), ликвидируемые успешной работой автоматического повторного включения (АПВ), и длительные (устойчивые), которые бывают после неуспешного действия АПВ. Быстропроходящие отключения не наносят заметного ущерба потребителям и с точки зрения надежности электроснабжения несущественны. Количественный учет их имеет значение лишь при оценке эффективности АПВ. Поэтому под аварийными отключениями обычно понимают только отключения длительные.

К плановым отключениям, помимо заранее запланированных для проведения ремонтов, профилактических испытаний и других работ, относят отключения, необходимость в которых возникла в промежутки времени между составлением двух очередных планов,  $\tau_B$ ; произведения частоты плановых ремонтов  $\mu$  на среднюю длительность плановых отключений  $\tau_{\Pi}$ .

Таблица 6.1

**Пределы изменения показателей надежности элементов системы электроснабжения**

Элементы схемы	$\lambda$ , откл/год	$\tau_B$ , ч/откл	$\mu\tau_{\Pi}$ , ч/год
ВЛ 110 кВ (на 100 км)	0,5 – 5	10 – 14	40 – 120
Выключатель 110 кВ	0,015 – 0,05	23 - 50	30 – 35
Разъединитель 110 кВ	0,0001 – 0,015	2 – 4	2 – 8
Отделитель и короткозамыкатель 110 кВ	0,015 – 0,06	15	10
Трансформатор 110/10 кВ	0,005 – 0,03	90 – 200	25 – 30

Элементы схемы	$\lambda$ , откл/год	$\tau_{в}$ , ч/откл	$\mu\tau_{п}$ , ч/год
Выключатель 10 кВ	0,0004 – 0,25	1,5 – 10	2,4 – 18
Разъединитель 10 кВ	0,0001 – 0,075	1,5 – 4	2 – 8
Секция шин 10 кВ	0,0004 – 0,06	1 – 2	2 – 6
Кабель 10 кВ (на 100 км)	0,5 – 5	12 – 40	0 – 8
ВЛ 10 кВ (на 100 км)	2 – 25	4,8 – 12	0 – 34
Трансформатор 10/0,38 кВ	0,0015 – 0,12	10 – 100	5 – 15
Предохранитель 10 кВ	0,02 – 0,25	2	0

Число отключений в сельских сетях пока еще остается достаточно большим. Общее годовое число перерывов в электроснабжении сельских потребителей достигает 30... 40 при средней продолжительности одного перерыва от 4 до 6 ч. Из рассматриваемых элементов сети на долю ВЛ 10 кВ приходится до 60 % всех перерывов. При этом, как уже отмечалось, наибольшее число отключений связано с повреждением изоляции, а также с повреждением опор и обрывами проводов.

Как уже говорилось выше, различные потребители предъявляют разные, требования к уровню надежности электроснабжения. Правила устройства электроустановок в отношении обеспечения надежности электроснабжения разделяют электроприемники на три категории.

К **первой категории** относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может привести к опасности для жизни людей, причинить значительный ущерб народному хозяйству, вызвать повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования элементов коммунального хозяйства.

Электроприемники первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания. При нарушении питания от одного из них перерыв в электроснабжении допускается лишь на время автоматического восстановления питания.

Ко **второй категории** относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых влечет за собой массовый недоотпуск продукции, массовые простои рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушение нормальной деятельности значительного числа городских и сельских жителей.

Электроприемники второй категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых источников питания. При нарушении питания от одного из них допустимы перерывы в электроснабжении, необходимые для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой.

К **третьей категории** относятся все электроприемники, не подходящие под определения первых двух категорий.

Электроприемники третьей категории могут питаться от одного источника при условии, что перерывы в электроснабжении, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток.

К сельским потребителям первой категории относятся животноводческие комплексы и птицефабрики по производству продукции на промышленной основе. Сюда входят комплексы по производству молока с содержанием 400 и более коров, по выращиванию и откорму в год 12 тыс. и более свиней, 5 тыс. и более голов крупного рогатого скота, площадки по откорму в год 5 тыс. и более голов крупного рогатого скота, комплексы по выращиванию нетелей с числом скотомест 3 тыс. и более, птицефабрики по производству яиц с содержанием 100 тыс. и более кур-несушек, птицефабрики мясного направления с содержанием 1 млн. и более цыплят и 250 тыс. и более индюшат, хозяйства мясного направления по выращиванию утят-бройлеров с содержанием 65 тыс. и более утят, а также племенные хозяйства по выращиванию ремонтного молодняка кур (25 тыс. и более голов), гусей, уток и индюшек (10 тыс. и более голов).

На животноводческих комплексах по производству молока наиболее ответственные электроприемники – системы доения, охлаждения, сбора, первичной обработки и переработки молока, микроклимата и дежурного освещения. На крупных предприятиях по выращиванию и откорму свиней самые ответственные электроприемники – линии подготовки и раздачи кормов для подсосных поросят, установки микроклимата, дежурное освещение. На предприятиях по выращиванию и откорму крупного рогатого скота – электроприемники линии подготовки и раздачи кормов для телят до четырехмесячного возраста на выращивании и установки микроклимата помещения телят на выращивании, а также дежурное освещение. На птицеводческих предприятиях к наиболее ответственным относятся электроприемники установок кормоприготовления, приема и раздачи кормов, поения птицы, местного обогрева молодняка первого возраста, сбора, приема и обработки яиц, инкубации яиц, систем вентиляции микроклимата и технологического освещения.

Для обеспечения надежного электроснабжения сельских потребителей первой категории предусматривается резервирование электроснабжения у потребителя.

Сельскими потребителями второй категории являются тепличные комбинаты площадью 6 га и более, комплексы по выращиванию рассады с электроприводом в системах технического обогрева, теплицы и парники при электрическом обогреве и при обогреве от котельной с подачей воды в отопительную систему насосами с электроприводом, животноводческие и птицеводческие фермы.

Остальные сельские потребители, не относящиеся к первой и второй категориям, составляют третью категорию.

Для входящих во вторую категорию тепличных комбинатов и комплексов по выращиванию рассады, так же как и для потребителей первой категории, должно предусматриваться резервирование электроснабжения. Для остальных потребителей второй категории длительность перерывов электроснабжения, включая плановые отключения, не должна превышать 3,5 ч. В течение суток допускаются повторные плановые отключения через 2 ч. Плановые отключения не допускаются в часы работы электрифицированных доильных установок.

Для сельских потребителей третьей категории, как и для всех других относящихся к ней потребителей, допускаются перерывы в электроснабжении на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента, но их длительность не должна превышать одних суток.

По требованиям к надежности электроснабжения особую группу составляют электроприемники таких потребителей, как больницы с хирургическим отделением, родильные дома, детские сады, общественные и культурно-просветительные учреждения и т. п. Вопросы обеспечения надежности их электроснабжения с учетом указаний действующих строительных норм и правил решаются при привязке соответствующих проектов к конкретным местным условиям.

При проектировании систем электроснабжения сельских районов для обеспечения перечисленных требований по надежности электроснабжения вводят понятие эквивалентной продолжительности аварийных и плановых отключений (ее иногда называют «нормой надежности»):

$$T = T_{ав} + \gamma T_{пл}, \quad (6.1)$$

где  $T_{ав}$ ,  $T_{пл}$  – соответственно продолжительности аварийных и плановых отключений;



$\gamma$  – коэффициент, равный 0,33 и учитывающий меньшую тяжесть плановых отключений.

Максимально допустимая эквивалентная продолжительность отключений потребителей (кроме первой категории и части потребителей второй категории; см. ниже) устанавливается равной 25 ч/год. При проектировании сетей должна быть выбрана такая схема, которой соответствуют наименьшие приведенные затраты и которая в то же время обеспечивает допустимую продолжительность отключений.

Норма надежности разделяется на две составляющие: для линий 0,38 кВ и ТП 10/0,38 кВ – 10 ч/год, для линий 10 кВ и остальных элементов системы электроснабжения – 15 ч/год.

Вопросы обеспечения надежности электроснабжения при проектировании рассматриваются при разработке схем развития электрических сетей напряжением 10 кВ и выше, поэтому в расчетах используется только вторая составляющая.

Для потребителей первой категории, а также относящихся ко второй категории тепличных комбинатов и комплексов по выращиванию рассады норма надежности по выражению (6.1) равна нулю, что обеспечивается за счет резервирования электроснабжения. Для всех остальных потребителей второй и третьей категорий определяют годовую эквивалентную продолжительность отключений ТП 10/0,38 кВ и выбирают такие варианты схемы электроснабжения, при которых эта величина не превышает 15 ч/год.

Расчетную продолжительность отключений ТП 10/0,38 кВ вычисляют по формуле

$$T = T_{\text{п}} + T_{\text{пс}} + T_{\text{р}}, \quad (6.2)$$

где  $T_{\text{п}}$ ,  $T_{\text{пс}}$ ,  $T_{\text{р}}$  – соответственно годовые расчетные продолжительности отключений питающих линий 35 ... 110 кВ, питающих подстанций 35/10 или 110/10 кВ и распределительных линий 10 кВ.

Составляющие  $T_{\text{п}}$  и  $T_{\text{р}}$  в выражении (6.2) определяют по формуле

$$T_{\text{п(р)}} = a_{\text{п(р)}} \cdot l_{\text{п(р)}}, \quad (6.3)$$

где  $a_{\text{п(р)}}$  – удельная годовая продолжительность отключений питающих или распределительных линий;

$l_{\text{п(р)}}$  – длина питающих (или распределительных) линий, включая ответвления, км.

Расчетные значения показателей  $a_{\text{п}}$  и  $a_{\text{р}}$  приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2

Расчетные значения показателей  $a_{\text{п}}$  и  $a_{\text{р}}$

Элемент схемы электроснабжения	$a_{\text{п}}$ , ч/(Год·км)	$a_{\text{р}}$ , ч/(Год·км)
ВЛ 110 кВ одноцепная	0,40	-
ВЛ 110 кВ двухцепная	0,16	-
ВЛ 35 кВ одноцепная	0,70	-
ВЛ 35 кВ двухцепная	0,28	-
ВЛ 10 кВ	-	0,9
Кабельные линии 10 кВ	-	0,5

При питании РТП 35/10 и 110/10 кВ двумя линиями 35 или 110 кВ принимают, что  $a_{\text{п}} = 0$ .

Для однострансформаторных РТП 35/10 и 110/10 кВ  $T_{\text{пс}} = 12$  ч/год, для двухтрансформаторных РТП –  $T_{\text{пс}} = 0$ .

Если вычисленная по формуле (6.2) продолжительность отключений превышает 15 ч/год, предусматриваются следующие мероприятия:

- а) сооружение разукрупняющих РТП 35 и 110 кВ и соответственно сокращение радиусов и длин ВЛ 10 кВ;
- б) двухстороннее питание РТП 35 и 110 кВ и установка на них двух трансформаторов;
- в) кольцевание сетей 10 кВ и их секционирование с применением секционирующих пунктов с АПВ и АВР, автоматических отделителей, распределительных пунктов и проходных ТП 10/0,38 кВ.

Из изложенного видно, что принятое в настоящее время деление потребителей на категории основано на нормировании максимальной длительности одного перерыва, но не ограничивает общее число перерывов за год или месяц. Нормирование показателей надежности сельскохозяйственных потребителей следует совершенствовать, учитывая, в частности, что для многих потребителей требования к надежности электроснабжения в основном определяются размерами ущербов от перерывов электроснабжения.

## 6.2. Ущерб от перерывов в электроснабжении сельских потребителей

Определение ущерба от перерывов в электроснабжении – достаточно сложная задача, так как при этом приходится учитывать боль-

шое число факторов, многие из которых еще мало изучены. Например, перерывы в электроснабжении и связанные с ними нарушения технологии содержания животных оказывают влияние на их продуктивность (снижаются удои коров, уменьшается яйценоскость кур). На некоторых сельскохозяйственных предприятиях нарушение электроснабжения приводит к необходимости перестройки технологии производства и организации труда, что также необходимо учитывать в расчетах.

Степень ущерба в значительной мере зависит от вида предприятия, его размеров, технологической схемы производства, возраста животных, погодных условий. Например, на молочных фермах одним из наиболее трудоемких является процесс доения коров, который почти повсеместно выполняется при помощи электромеханизированных доильных аппаратов. При перерывах в электроснабжении доение приходится выполнять вручную, для чего на небольших фермах иногда привлекают дополнительных доярок. Однако изменение стереотипа дойки (ручное доение, смена доярки) приводит к снижению удоев.

На больших фермах привлекать рабочую силу со стороны практически невозможно и пропуск дойки, кроме недополучения молока, может приводить к заболеванию коров и последующему снижению их продуктивности. Удои уменьшаются также из-за нарушения режима кормления и поения животных, ухудшения параметров микроклимата во время перерывов в электроснабжении.

Заметные ущербы наносит перерыв в электроснабжении процессов первичной обработки молока на фермах (охлаждение, сепарирование). Размер ущерба при этом зависит от количества обрабатываемого в хозяйстве молока, которое, в свою очередь, определяется рядом местных условий и составляет от 30 до 70 % общего удоя. Нарушение электроснабжения во время первичной обработки молока в основном приводит к порче продукции.

На предприятиях по откорму свиней и крупного рогатого скота при перерывах в электроснабжении изменяются параметры микроклимата. При отклонениях температуры воздуха от оптимальной снижаются среднесуточные привесы, а накопление вредных газов влияет на обменные процессы в организме и служит причиной заболеваний и даже гибели животных. Привесы снижаются также из-за нарушения процессов кормления и поения.

Серьезно влияют перерывы электроснабжения на работу птицеводческих предприятий, в частности на режимы микроклимата. При большой плотности посадки птицы концентрация вредных газов уже через несколько часов достигает такого уровня, что птица гибнет от удушья. При резком изменении температуры в птичниках у кур-несушек наблюдается срыв яйценоскости, при прекращении обогрева часть цыплят погибает. В бройлерных птичниках при напольном содержании цыплята сбиваются в кучи и часть из них оказывается задавленной. Перерывы электроснабжения нарушают нормальную работу инкубаториев, в результате чего выводится меньше здоровых цыплят. В безоконных птичниках при перерывах освещения птица не может нормально кормиться и нестись.

В теплично-парниковых хозяйствах основная причина ущерба при перерывах в электроснабжении состоит в порче и невыработке продукции (рассады или овощей) при прекращении электрообогрева почвы или воздуха, а также при отключении электродвигателей, обслуживающих отопительную систему.

Необходимо подчеркнуть, что по мере повышения уровня индустриализации производства сельскохозяйственной продукции ущерб от перерывов в электроснабжении возрастает. В частности, на крупных животноводческих- комплексах ущерб значительно больше, чем на мелких и средних фермах. Это объясняется рядом причин. Как уже отмечалось, для многих процессов (например, вентиляция, доение и др.) полностью исключается применение ручного труда. На крупных комплексах выше плотность размещения животных и поэтому больше ущерб от нарушений микроклимата. Такие важные технологические процессы, как вентиляция и доение, на крупных молочных комплексах длятся почти круглосуточно, и, следовательно, перерыв в электроснабжении в любое время неизбежно влечет за собой нарушение производства. Кроме того, при поточном характере производства время его восстановления больше, чем время перерыва в электроснабжении. Наконец, на комплексах, как правило, стадо комплектуют из высокопродуктивных животных, которые более чувствительны к нарушениям режима.

Во всех случаях перерывы в электроснабжении предприятий по производству сельскохозяйственной продукции в конечном счете приводят к потерям этой продукции, что недопустимо, и поэтому ущерб от перерывов в электроснабжении должен определяться дополнительными затратами на восполнение этих потерь продукции.

Затраты на теряемую продукцию следует принимать равными соответствующим кадастровым ценам.

Ущерб от перерывов в электроснабжении сельскохозяйственных предприятий из-за потерь продукции

$$Y = \varphi \cdot \Delta\Pi, \quad (6.4)$$

где  $\Delta\Pi$  – объем потерянной продукции;

$\varphi$  – кадастровая цена единицы продукции.

Такой же подход целесообразен, если в результате перерыва в электроснабжении произошла гибель части или всего поголовья.

В общем случае ущерб от перерывов в электроснабжении

$$Y = k \cdot \varphi \cdot \Delta\Pi, \quad (6.5)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий снижение затрат при гибели животных и зависящий от их возраста; при снижении продуктивности животных  $k = 1$ .

При определении ущерба от перерывов в электроснабжении ремонтных мастерских и других подсобных помещений необходимо учитывать, что они лишь косвенно связаны с производством сельскохозяйственной продукции. В этом случае плановые задания могут быть выполнены, например, за счет сверхурочных работ.

Следует также указать, что на всех предприятиях привлечение дополнительных рабочих практически не снижает ущерба. Хотя это мероприятие может частично восполнить потери продукции, оно требует дополнительной оплаты рабочих.

Основные трудности при использовании изложенной выше методики связаны с определением объемов потерянной продукции  $\Delta\Pi$ . Они зависят в первую очередь от частоты и длительности перерывов, определяемой схемой электроснабжения и показателями надежности ее отдельных элементов. Однако, как видно из таблицы 7.1, эти показатели могут колебаться в значительных пределах.

Ущерб зависит не только от частоты и длительности отключений, но и от момента начала каждого отключения, определяющего число и тип технологических процессов, которые совпадают с перерывом в электроснабжении. Это особенно важно для ферм и комплексов молочного направления, так как нарушение электроснабжения, совпадающее, например, с началом процесса доения, вызывает больший ущерб, чем перерыв в любой другой момент.

Наконец, ущерб зависит от ряда технологических и биологических факторов, например возраста животных.

В результате ущерб оказывается типичным неопределенным фактором, для которого по выражению (6.5) можно определить предельные наименьшие и наибольшие значения. Минимальному ущербу соответствуют наиболее надежная схема электроснабжения, самый благоприятный момент отключения и лучшие показатели надежности схемы, а максимальному ущербу – малонадежная схема, самый неблагоприятный момент перерыва и худшие показатели надежности отдельных элементов.

В последние годы в задачах, связанных с оценкой и повышением надежности систем электроснабжения, широко применяют вероятностно-статистические методы, при которых отказы элементов системы, характеризующиеся частотой, длительностью и моментами начала отключений, рассматривают как случайные события. При таком подходе часто используют законы распределения соответствующих случайных величин, полученные путем статистической обработки данных за многолетний период. В результате получают значения ущербов, которые с рядом оговорок можно рассматривать как средние величины. При этом удобнее пользоваться удельными величинами ущербов на 1 кВт·ч недоотпущенной предприятию энергии или на одну голову животных за час перерыва в электроснабжении (для тепличных комбинатов и комплексов по выращиванию рассады – на 1 м<sup>2</sup> рабочей площади).

Значения удельных ущербов могут быть получены по годовым ущербам с учетом количества недоотпущенной энергии или числа животных на ферме.

Так, например, удельный ущерб сельскохозяйственного предприятия на 1 кВт·ч

$$y_0 = U/\Delta W, \quad (6.6)$$

где  $U$  определяют по формуле (6.5), а количество недоотпущенной энергии  $\Delta W$  вычисляют по числу перерывов электроснабжения, их средней длительности и среднему значению нагрузки предприятия.

При перерывах в электроснабжении ущерб наносится не только сельскохозяйственным предприятиям, но и энергосистеме. Этот ущерб обусловлен недоиспользованием оборудования и персонала электрических станций и сетей.

Ущерб, нанесенный энергосистеме, можно считать равным приведенным затратам на электроэнергию за вычетом топливной составляющей.

Для определения общего народнохозяйственного ущерба необходимо просуммировать ущербы, наносимые сельскому хозяйству и энергосистеме. В ряде случаев ущерб энергосистемы составляет незначительную часть общего ущерба и его можно не учитывать. Очевидно, что ущерб, нанесенный энергосистеме, есть минимально возможное значение народнохозяйственного ущерба.

В последние годы резко увеличивается потребление электрической энергии в сельском хозяйстве, расширяется производство сельскохозяйственной продукции на промышленной основе. Вследствие этого увеличится ущерб, наносимый сельскому хозяйству перерывами в электроснабжении, и, следовательно, потребители будут предъявлять более жесткие требования к обеспечению надежности электроснабжения.

### **6.3. Технико-экономическое обоснование уровня надежности системы электроснабжения**

На определенном сложившемся этапе развития техники уровень надежности системы электроснабжения в конечном счете зависит от произведенных затрат. Если эти затраты не ограничивать, то уровень надежности можно повысить. Тогда повреждений отдельных элементов системы будет мало, а ущерб от перерывов в электроснабжении и дополнительные затраты на послеаварийное восстановление системы будут минимальными. Наоборот, снижая надежность системы, можно уменьшить ее стоимость. Это, в свою очередь, приведет к увеличению ущерба от недоотпуска электроэнергии и росту затрат на восстановление электроснабжения.

Таким образом, при определенных затратах система электроснабжения может быть выполнена с некоторой наперед заданной степенью надежности. Можно ввести понятие об оптимальной степени надежности, которой будут соответствовать минимальные суммарные затраты на электроснабжение, включающие ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$Z = Z_0 + U, \quad (6.7)$$

где  $Z_0$  – приведенные затраты на систему электроснабжения;

$U$  – вероятный народнохозяйственный ущерб от перерывов в электроснабжении потребителей.

На обе составляющие в правой части уравнения (6.7) и, следовательно, на уровень надежности системы влияет множество самых разнообразных факторов: характеристики применяемых материалов и

оборудования, конструктивные параметры воздушных линий, схемы сетей и т. д. Поэтому строго определить оптимальный уровень надежности системы электроснабжения чрезвычайно сложно. В первом приближении большинство перечисленных выше факторов можно рассматривать отдельно, что существенно упрощает определение ряда оптимальных характеристик системы. Задача сводится к анализу уравнения (6.7) и отысканию параметров сети, соответствующих минимуму суммарных затрат.

Задачи технико-экономического обоснования степени надежности могут быть разделены на два класса. Задачи первого рода возникают, если при эксплуатации конкретной электрической сети выясняется, что по тем или иным причинам надежность электроснабжения присоединенных к сети потребителей недостаточна. Решение таких задач обычно сводится к рассмотрению и оценке различных возможных средств и мер повышения надежности и к выбору наиболее экономичных из них. Важно подчеркнуть, что при решении таких задач необходимо в полной мере учитывать конкретные особенности рассматриваемой сети и присоединенных к ней потребителей. В этих случаях за счет получения такой дополнительной информации можно значительно сузить диапазоны изменения участвующих в задаче неопределенных факторов и таким образом упростить ее решение.

Более сложны задачи другого рода, которые заключаются в выборе таких расчетных характеристик сельских сетей, при которых обеспечивается заранее ожидаемый уровень надежности. Такие задачи должны решаться при проектировании вновь сооружаемых или реконструируемых электрических сетей, а также при планировании сельского электроснабжения (оценка различных систем и схем распределения энергии, выбор технических характеристик оборудования и т. п.). Из-за очень большой сложности этих задач их обычно решают на примере идеализированных схем (моделей), в которых все же следует стремиться, к возможно более полному учету неопределенных факторов, в первую очередь ущербов от перерывов в электроснабжении и показателей повреждаемости электрических сетей. Если по каким-либо причинам это не удастся, приходится пользоваться средними значениями ущербов и показателей надежности.



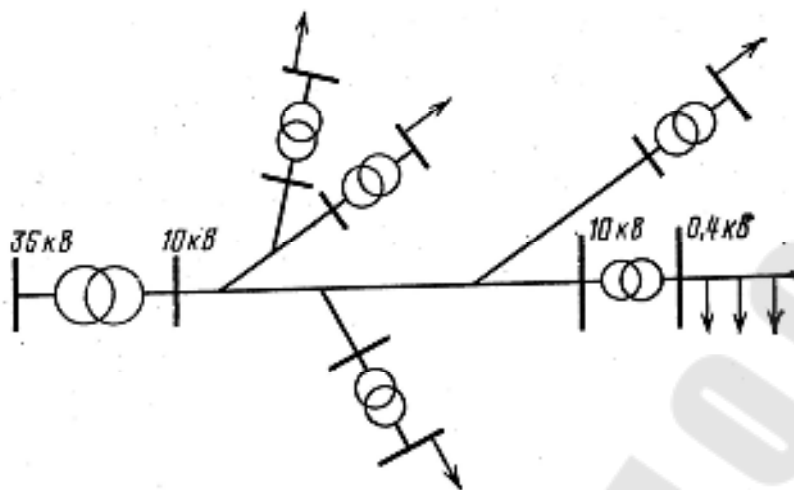


Рис. 6.1. Схема сельской сети

Рассмотрим подробнее один из возможных подходов к решению задачи второго типа, предложенный профессорами Л. Е. Эбиным и М. С. Левиным. Пусть сельская сеть включает подстанцию 35/10 кВ и линию 10 кВ, к которой присоединены потребительские подстанции 10/0,4 кВ и линии низкого напряжения (рис. 6.1). Каждый из перечисленных элементов имеет определенное количество разнотипного оборудования. На подстанции 35/10 кВ это трансформатор, масляные выключатели, разъединители и т. п., на линиях 10 и 0,38 кВ – изоляторы, опоры, провода и т. д. Для каждого типа оборудования со стоимостью единицы  $K_i$  характерна определенная вероятность повреждения, которую можно оценить частотой отказов. Тогда частичные приведенные затраты, связанные с использованием этого оборудования, составят

$$Z_i = p_i \cdot K_i \cdot l_i + y_0 \cdot P_i \cdot \lambda_i \cdot \tau_i \cdot l_i, \quad (6.8)$$

где  $p_i$  – ежегодные отчисления от стоимости рассматриваемого типа оборудования, включая нормативные отчисления от капитальных вложений;

$l_i$  – количество оборудования со стоимостью  $K_i$  и удельной повреждаемостью  $\lambda_i$ ;

$y_0$  – удельный ущерб от недоотпуска 1 кВт·ч электроэнергии;

$\tau_i$  – средняя длительность перерывов из-за повреждения оборудования;

$P_i$  – средняя мощность отключаемых потребителей.

Для упрощения дальнейших выводов в формуле (6.8) учитываются лишь аварийные отключения.

Просуммируем теперь выражения типа (6.8) для одного из рассматриваемых элементов системы, например для линии 10 кВ, тогда получим следующее выражение для общих приведенных затрат на линию:

$$Z_m = p \cdot \sum_{i=1}^m K_i \cdot l_i + y_0 \cdot \sum_{i=1}^m P_i \cdot \lambda_i \cdot \tau_i \cdot l_i, \quad (6.9)$$

где  $m$  – количество типов оборудования на линии, причем отчисления  $P_i = p$  для упрощения приняты одинаковыми для всех типов оборудования.

Распространяя выражение (7.9) на все элементы системы распределения энергии, получим для суммарных приведенных затрат

$$Z_m = p \cdot \sum_{i=1}^z \sum_{j=1}^m K_{ij} \cdot l_{ij} + y_0 \cdot \sum_{i=1}^z \sum_{j=1}^m P_{ij} \cdot \lambda_{ij} \cdot \tau_{ij} \cdot l_{ij}, \quad (6.10)$$

где  $z$  – число рассматриваемых элементов сети.

Задача определения оптимальной степени надежности электроснабжения заключается в поиске таких значений  $K_{ij}$  и  $\lambda_{ij}$  при которых целевая функция (6.10) имеет минимальное значение.

В общем случае допустимое число перерывов и их длительность могут быть ограничены требованиями потребителей. Тогда минимум целевой функции (6.10) должен определяться при дополнительных ограничениях типа

$$\sum_{i=1}^z \sum_{j=1}^m \lambda_{ij} - \lambda = 0, \quad (6.11)$$

где  $\lambda$  – допустимое число отказов.

Аналогичные дополнительные условия должны учитываться, если ограничены суммарные затраты или отдельные их составляющие.

Как уже отмечалось, рассматриваемая задача даже при введенных упрощениях чрезвычайно сложна. В общем случае для ее решения необходимо применять специальные методы математического программирования. Однако при ряде дополнительных допущений задачу можно решить более простыми способами.

Допустим, во-первых, что повреждения всех видов оборудования можно рассматривать независимо друг от друга. Во-вторых,

предположим, что существует функциональная зависимость между повреждаемостью оборудования и его стоимостью:

$$\lambda_i = f(K_i). \quad (6.12)$$

Можно утверждать, что повышение надежности некоторого вида оборудования, то есть снижение его удельной Повреждаемости  $\lambda_i$  требует увеличения его стоимости  $K_i$ . Тогда возможными выражениями для функции (6.12) являются следующие:

$$\lambda_i = a_i / K_i^{\alpha_i} + b_i; \quad (6.13)$$

$$\lambda_i = a_i / (K_i - c_i)^{\alpha_i} + b_i \quad (6.14)$$

и т. д., где  $a$ ,  $b$ ,  $c$ ,  $\alpha$  – коэффициенты, постоянные для определенного типа оборудования.

Определить численные значения выражений вида (6.13) или (6.14) – сложная задача, так как зависимости (6.12) в общем случае не функциональные, а вероятностные. Однако для отдельных типов оборудования, например для линейных изоляторов, такие зависимости могут быть найдены. В этом случае оптимальная степень надежности рассматриваемого типа оборудования может быть определена, если приравнять нулю производную суммарных затрат по стоимости этого оборудования:

$$\frac{dZ_i}{dK_i} = 0 = p_i + y_0 \cdot P_i \cdot \tau_i \frac{d\lambda}{dK_i}. \quad (6.15)$$

В дальнейшем примем, что зависимость повреждаемости оборудования от его стоимости определяется выражением (6.13). Тогда

$$d\lambda_i / (dK_i) = -a_i \alpha_i / K_i^{\alpha_i + 1}. \quad (7.16)$$

Подставляя выражение (6.16) в формулу (6.15), получим следующее выражение для удельной стоимости оборудования, соответствующей оптимальному уровню его надежности:

$$K_{i\text{опт}} = (y_0 \cdot P_i \cdot \tau_i \cdot a_i / p_i)^{1/(\alpha_i + 1)}. \quad (6.17)$$

Аварийный недоотпуск электроэнергии

$$\Delta W_i = P_i \cdot \tau_i \cdot \lambda_i, \quad (6.18)$$

откуда

$$\frac{d\Delta W_i}{dK_i} = P_i \cdot \tau_i \frac{d\lambda_i}{dK_i}. \quad (6.19)$$

Подставляя значение из выражения (7.19) в формулу (7.15), получим, что оптимальным решением для  $m$  видов оборудования соответствует равенство производных:

$$\frac{d\Delta W_1}{dK_1} = \frac{dW_2}{dK_2} = \dots = \frac{dW_m}{dK_m} = \frac{p}{y_0}. \quad (6.20)$$

В частном случае, если в выражении (6.13)  $b_i = 0$ , то формулу (6.16) можно записать так:

$$-\frac{d\lambda_i}{dK_i} = \frac{\lambda_i \alpha_i}{K_i}. \quad (6.21)$$

Тогда при оптимальном значении  $K_{i\text{опт}}$  справедливо следующее соотношение между ежегодными отчислениями от стоимости рассматриваемого, оборудования и стоимостью ущерба от перерывов из-за повреждения этого оборудования:

$$pK_{i\text{опт}} = [\Delta W y_0]_{i\text{опт}} \alpha_i. \quad (6.22)$$

Аналогично решается задача и для других видов функции (6.12).

При ряде допущений оказывается, что для линейных изоляторов с номинальным напряжением 10 кВ функция (7.12) хорошо аппроксимируется выражением (6.13), причем  $b_i = 0$ ,  $a_i = 1 \dots 1,05$ , а  $\alpha_i = 0,25 \dots 0,4$ . Численные расчеты, выполненные для указанных значений, позволили установить, что уровень надежности штыревых изоляторов 10 кВ недостаточно высок. Экономически оправданно увеличивать стоимость линейных изоляторов примерно вдвое при ответственном улучшении их электрических характеристик и снижении числа отказов.

Помимо характеристик линейной изоляции, для оптимизации уровня надежности сельских сетей большое значение имеет усовершенствование методики механического расчета воздушных линий. Для каждой линии число повреждений Механической части определяется вероятностью появления в материалах опор и проводов разрушающих напряжений. Эта вероятность зависит не только от прочности материалов, но и от вероятности наступления опасных сочетаний внешних условий. Если эти условия известны, то для разных длин

пролетов и прочностных характеристик опор можно определить вероятности повреждений линии и, следовательно, ущерб от перерывов в электроснабжении. От выбранного пролета и расчетного момента опор зависит стоимость линии. Следовательно, можно найти оптимальные конструктивные параметры воздушных линий.

«Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения и дизельных электростанций» предусматривают следующие мероприятия по обеспечению надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей: секционирование сети при помощи выключателей с АПВ, автоматических отделителей и разъединителей; разукрупнение подстанции напряжением 35 и 110 кВ с целью сокращения радиусов воздушных линий 10 кВ; резервирование по сетям 10,35 и 110 кВ; применение резервных электростанций; разукрупнение подстанций напряжением 10/0,38 кВ и раздельное питание от них производственных и коммунально-бытовых потребителей. Ниже более подробно рассматриваются основные из этих мероприятий.

#### **6.4. Автоматическое секционирование с АПВ**

Автоматическое секционирование при помощи сетевых выключателей – эффективное средство повышения надежности сельских сетей. При аварии сетевой выключатель автоматически отъединяет поврежденный участок линии, и, таким образом, электроснабжение потребителей, присоединенных к остальной части линии, не нарушается. Дополнительный эффект достигается благодаря тому, что сетевые выключатели снабжаются устройствами АПВ. Поскольку 80...90 % нарушений электрической изоляции неустойчивые, устройства АПВ резко снижают число аварийных отключений в сетях.

В отдельных случаях при недостаточной чувствительности релейной защиты на головном участке секционирование расширяет действие автоматической защиты и АПВ на удаленные участки линии. Секционирующие устройства также облегчают поиск и обнаружение мест повреждений.

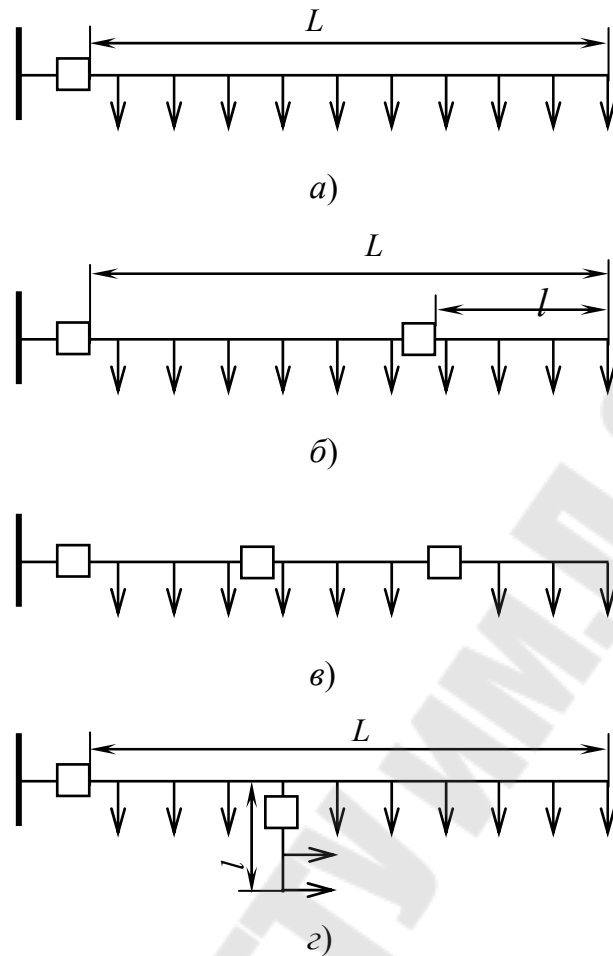


Рис. 6.2. Схемы линий с равномерно распределённой нагрузкой

Рассмотрим условия наиболее эффективного использования сетевых выключателей на сельских радиальных распределительных линиях. Нагрузку линии будем считать равномерно распределенной вдоль магистрали (рис. 6.2), а повреждение линии в любой точке равновероятным. Пусть общая длина линии  $L$  (км), удельная нагрузка  $p_0$  (кВт/км), частота отказов  $\lambda$  [1/(км·год)], а средняя длительность одного отключения  $\tau$  (ч).

Тогда недоотпуск электрической энергии за год для несекционированной линии (рис. 6.2, а) составит

$$\Delta W_0 = p_0 \cdot L^2 \cdot \lambda \cdot \tau. \quad (6.23)$$

При установке на линия одного секционирующего выключателя на расстояние  $l$  от конца линии (рис. 6.2, б) общий недоотпуск электроэнергии составит

$$\Delta W_0 = p_0 \cdot L(L-l) \cdot \lambda \cdot \tau + p_0 \cdot l^2 \cdot \lambda \cdot \tau. \quad (6.24)$$

Первый член в выражении (6.24) соответствует недоотпуску электроэнергии при повреждениях на головном участке линии, а второй член – при повреждениях за выключателем. При записи выражения (6.24), как и в дальнейшем, предполагается, что наличие сетевых выключателей не влияет на время поиска и устранения неисправностей.

Найдем расстояние  $l$ , при котором недоотпуск электроэнергии будет наименьшим. Для этого приравняем нулю производную

$$\frac{d\Delta W_0}{dl} = 0 = -p_0 \cdot L \cdot \lambda \cdot \tau + 2l \cdot p_0 \cdot \lambda \cdot \tau \quad (6.25)$$

откуда

$$l_{\text{опт}} = L/2. \quad (6.26)$$

Так как вторая производная функции (6.24) положительна, условие (6.26) соответствует минимальному недоотпуску электроэнергии, который в данном случае составляет

$$\Delta W_1 = p_0 \cdot \lambda \cdot \tau (3/4) L^2. \quad (6.27)$$

Выполнив аналогичный анализ для случаев установки двух, трех и более секционирующих устройств, можно убедиться в том, что в этих случаях наиболее выгодно располагать секционирующие устройства вдоль линии на равных расстояниях друг от друга. При этом минимальный недоотпуск при двух секционирующих устройствах составит (рис. 6.2)

$$\Delta W_2 = p_0 \cdot \lambda \cdot \tau (2/3) L^2, \quad (6.28)$$

при трех устройствах

$$\Delta W_2 = p_0 \cdot \lambda \cdot \tau (5/8) L^2 \quad (6.29)$$

и т. д.

Можно показать, что при установке на линии  $N$  секционирующих устройств аварийный недоотпуск электроэнергии при рассматриваемых идеализированных условиях

$$\begin{aligned} \Delta W_N &= (1/2) p_0 \cdot L^2 \cdot \lambda \cdot \tau (N+2)/(N+1) = \\ &= (1/2) \cdot W_0 \cdot (N+2)/(N+1), \end{aligned} \quad (6.30)$$

где  $\Delta W_0$  – недоотпуск энергии для несекционированной линии, определяемый формулой (7.23).

Если удельный ущерб принять равным  $y_0$  [р/(кВт·ч)], то годовой ущерб от перерывов в электроснабжении для несекционированной линии

$$Y_0 = y_0 \Delta W_0. \quad (6.31)$$

Годовой ущерб при установке секционирующих устройств

$$Y_N = (1/2)Y_0 (N + 2)/(N + 1). \quad (6.32)$$

Тогда снижение ущерба (р/год) при установке  $N$  устройств составит

$$\Delta Y_N = Y_0 - Y_N = Y_0 N / [2(N + 1)]. \quad (6.33)$$

Из выражения (7.33) следуют два важных вывода. Во-первых, эффективность секционирующих устройств пропорциональна  $Y_0$ , то есть тем выше, чем больше первоначальный ущерб потребителей от перерывов в электроснабжении. Во-вторых, наиболее значителен абсолютный эффект от установки «первых» секционирующих устройств, то есть при переходе от  $N = 0$  к  $N = 1$  и от  $N = 1$  к  $N = 2$ . Дальнейшее увеличение  $N$  сравнительно мало снижает ущерб от перерывов в электроснабжении.

Секционирующее устройство можно рассматривать как один из типов оборудования в общем выражении (6.10) для затрат на систему электроснабжения, что позволяет определить оптимальное число секционирующих устройств на одну линию. Эту задачу можно приближенно решить, не учитывая возможности повреждения самих секционирующих устройств и считая, что секционирующие устройства устанавливаются независимо от характеристик повреждаемости остальных видов оборудования. Используя формулу (6.30) для недоотпуска электроэнергии, запишем выражение (6.8) для приведенных затрат на одну линию с учетом ущерба следующим образом

$$Z = p \cdot N \cdot K_c + (1/2)\Delta W_0 \cdot y_0 (N + 2)/(N + 1), \quad (6.34)$$

где  $K_c$  – стоимость одного секционирующего устройства.

Тогда

$$\frac{dZ}{dN} = 0 = p \cdot K_c - \frac{(1/2)\Delta W_0 \cdot y_0}{2(N + 1)^2}, \quad (6.35)$$

и



$$N_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{\Delta W_0 \cdot y_0}{2p \cdot K_c}} - 1. \quad (6.36)$$

Из выражения (7.36) следует, что установка одного секционирующего устройства становится выгодной тогда, когда годовой ущерб от перерывов в электроснабжении не менее чем в 8 раз превышает годовые отчисления от стоимости секционирующего устройства.

При современном сравнительно низком уровне надежности оптимальное число секционирующих устройств на одну линию составляет от 1 до 3.

При определении ожидаемого аварийного недоотпуска электроэнергии распределение аварий по времени суток и года можно принимать равномерным.

Тогда, например, средняя отключаемая мощность несекционированной линии

$$P_{\text{ср}} = p_0 \cdot L = P_{\text{max}} \cdot T / 8760, \quad (6.37)$$

где  $P_{\text{max}}$  – максимальная мощность на головном участке линии, кВт;  
 $T$  – число часов использования этой мощности.

Используя идеализированные схемы линий, можно определить минимальную длину ответвления от магистрали, на котором установка секционирующего устройства экономически целесообразна.

Пусть есть несекционированная линия с одним ответвлением, причем длина магистрали равна  $L$ , а длина ответвления  $l$  (рис. 6.2, з). Считая по-прежнему нагрузку потребителей равномерно распределенной вдоль магистрали и ответвления, получим, что годовой ущерб от перерывов в электроснабжении при отсутствии на ответвлении секционирующего устройства

$$Y = y_0 \cdot p_0 (L + l)^2 \lambda \cdot \tau. \quad (6.38)$$

При установке на ответвлении автоматического выключателя значение годовых приведенных затрат с учетом ущерба составит

$$Z = p \cdot K_c + y_0 \cdot p_0 \cdot L(L + l) \lambda \cdot \tau + y_0 \cdot p_0 \cdot l^2 \cdot \lambda \cdot \tau. \quad (6.39)$$

Установка секционирующего устройства экономически целесообразна, если соблюдается следующее условие:

$$y_0 \cdot p_0 (L + l)^2 \lambda \cdot \tau > p \cdot K_c + y_0 \cdot p_0 \cdot L(L + l) \lambda \cdot \tau + y_0 \cdot p_0 \cdot l^2 \cdot \lambda \cdot \tau. \quad (6.40)$$

После несложных преобразований получим, что длина ответвления с секционирующим устройством должна удовлетворять условию

$$l > \frac{P \cdot K_c}{y_0 \cdot p_0 \cdot L \cdot \lambda \cdot \tau}. \quad (6.41)$$

Нагрузка  $P$  всей линии с ответвлением

$$P = p_0(L + l) = p_0L + p_0l = p_0L + P_0. \quad (6.42)$$

Тогда

$$P_0L = P - P_0 \quad (6.43)$$

и условие (6.41) можно записать так:

$$l > \frac{P \cdot K_c}{y_0(P - P_0)\lambda \cdot \tau}. \quad (6.44)$$

Из выражения (6.44) следует, что при одной и той же мощности  $P$  с уменьшением  $P_0$  уменьшается длина ответвлений, при которой выгодно устанавливать секционирующее устройство. Это объясняется тем, что при малых нагрузках на ответвлении секционирующий аппарат, отключаясь даже при сравнительно редких авариях на ответвлении, повышает надежность электроснабжения основных потребителей на магистрали.

На практике задача выбора оптимального числа секционирующих устройств и их местоположения значительно сложнее. По-прежнему основными условиями остаются экономическая целесообразность и максимальное снижение ущерба потребителей, однако при этом необходимо учитывать взаимное расположение более мощных потребителей, степень их ответственности, наличие местного и сетевого резервирования. Следует также наилучшим образом согласовать действие секционирующих выключателей и других защитных аппаратов. Кроме того, секционирование линии можно осуществлять и при помощи разъединителей, установка которых сокращает недоотпуск электроэнергии при плановых отключениях. Наличие секционирующих устройств упрощает поиск и обнаружение повреждений на линии. На ответвлениях, кроме разъединителей, можно устанавливать и предохранители, а также автоматические отделители.

Учет всех этих факторов существенно усложняет задачу оптимального секционирования.

## 6.5. Сельские распределительные сети с двухсторонним питанием

При определенных схемах электрических сетей двухстороннее питание их представляет собой эффективное средство повышения надежности электроснабжения. Например, при двухстороннем питании промышленных предприятий от проходных трансформаторных подстанций с масляными выключателями (рис. 6.3) электроснабжение потребителей не нарушается при отключении любого участка линии. Во многих районах нашей страны по мере развития распределительных сетей все чаще создаются условия, при которых путем строительства дополнительных участков линий малой протяженности («кольцующих перемычек»), можно осуществить двухстороннее питание сетей. Такие сети еще называют условно замкнутыми, так как в нормальных условиях перемычка разомкнута. Ею соединяют линии только при аварии на одной из них.

Следует указать, что вследствие ряда особенностей сельских сетей эффективность их двухстороннего питания ниже по сравнению с промышленными сетями. В сельских сетях экономически нецелесообразно сооружать для потребителей проходные трансформаторные подстанции с выключателями. Наличие же тупиковых подстанций, питающихся к тому же от «глухих» (несекционированных) ответвлений, резко снижает эффективность кольцевания.

Наибольшая часть перерывов в электроснабжении потребителей происходит из-за отключения распределительных сетей среднего и низкого напряжения. Двухстороннее питание, то есть соединение между собой магистралей линий среднего напряжения, не снижает недоотпуск энергии из-за отключений линий низкого напряжения.

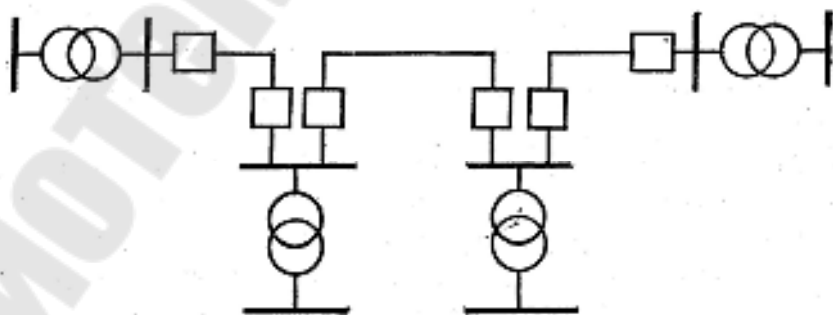


Рис. 6.3. Схема сети с двухсторонним питанием трансформаторных подстанций

Недоотпуск из-за повреждений линии 10 (или 6) кВ может быть частично снижен, если магистрали этих линий секционированы хотя

бы при помощи разъединителей. Но при этом может ухудшиться качество напряжения у потребителей, если пропускная способность линий не рассчитана на увеличение потоков мощности.

Наиболее заметно" двухстороннее питание в сетях 10 кВ при кольцевании линий, питающихся от разных РТП 35/10 кВ, снижает недоотпуск электроэнергии из-за отключения подстанций и питающих линий 35 кВ. Однако, как уже отмечалось, доля этих отключений в общем недоотпуске энергии сравнительно невелика. Кроме того, и в этом случае может существенно ухудшиться качество напряжения у потребителей и для его улучшения потребуются дополнительные затраты. По всем этим причинам целесообразность двухстороннего питания в каждом случае должна быть экономически обоснована. При этом желательно пользоваться не средними данными о числе и длительности повреждений, размерах ущербов и т. п., а конкретными показателями, полученными из опыта эксплуатации рассматриваемых линий.

В ряде случаев в сельских районах можно осуществлять кольцевание питающих линий напряжением 35 кВ. Однако это мероприятие не всегда оказывается экономически оправданным, так как оно может уменьшить недоотпуск электроэнергии, вызванный лишь отключениями линии 35 кВ (или других звеньев, расположенных ближе к энергосистеме).

Как уже отмечалось, двухстороннее питание наиболее эффективно при секционировании линий автоматическими секционирующими аппаратами.

Определим условия экономической целесообразности сооружения дополнительного участка между двумя линиями 10 кВ, отходящими от различных РТП 35/10 кВ. При этом вновь будем рассматривать идеализированные схемы линий, предполагая нагрузку равномерно распределенной и считая, что обе линии имеют по одному автоматическому секционирующему аппарату в середине. Длину линий и их нагрузку  $p_0$  примем одинаковой (рис. 6.4)

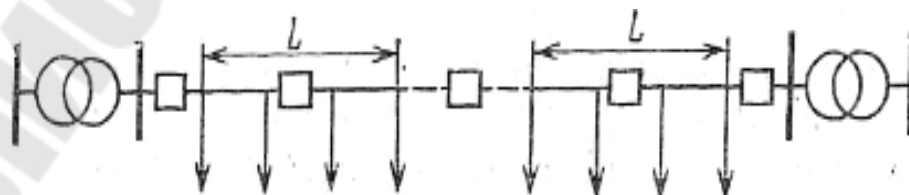


Рис. 6.4. Схема кольцевания двух радиальных секционированных линий, питающихся от разных подстанций

Недоотпуск электроэнергии за год потребителям каждой линии при отсутствии кольцующей перемычки

$$\begin{aligned}\Delta W &= p_0 \cdot L \cdot \lambda_{\text{п}} \cdot \tau_{\text{п}} + p_0(L/2)L \cdot \lambda \cdot \tau + p_0(L^2/4)\lambda \cdot \tau = \\ &= p_0 \cdot L[\lambda_{\text{п}} \cdot \tau_{\text{п}} + (3/4)L \cdot \lambda \cdot \tau],\end{aligned}\quad (6.45)$$

где  $\lambda_{\text{п}}$  – годовое количество перерывов из-за отключения РТП и линий 35 кВ (при их средней длительности  $\tau_{\text{п}}$ );

$\lambda$  – число отказов (на 1 км длины линии) линий 10 кВ (при средней длительности  $\tau$ ).

Недоотпуск электроэнергии потребителям каждой линии при наличии кольцующей перемычки

$$\Delta W_{\text{ДВ}} = p_0 \cdot (L/2)(L/2) \cdot \lambda \cdot \tau + p_0(L^2/4)\lambda \cdot \tau = p_0(L^2/4)\lambda \cdot \tau. \quad (6.46)$$

В выражении (6.46) мы пренебрегли недоотпуском энергии за время, необходимое для осуществления всех переключений, обеспечивающих питание потребителей одной линии через другую. Условие экономической целесообразности осуществления двухстороннего питания можно записать так:

$$2(\Delta W - \Delta W_{\text{ДВ}})y_0 > pK_{\text{Д}}, \quad (6.47)$$

где  $K_{\text{Д}}$  – капитальные вложения на сооружение дополнительного участка линии и переключательного пункта. В эту величину следует включить и капитальные затраты на замену проводов линий или установку вольтодобавочного трансформатора, если эти мероприятия необходимы для обеспечения в аварийных режимах надлежащего качества напряжения.

С учетом выражений (7.45) и (7.46) условие (7.47) можно записать так:

$$pK_{\text{Д}} > 2P_{\text{ср}}(\lambda_{\text{п}} \cdot \tau_{\text{п}} + L \cdot \lambda \cdot \tau)y_0, \quad (6.48)$$

где  $P_{\text{ср}} = p_0L$  – средняя мощность на головном участке каждой линии.

Таким образом, как и следовало ожидать, целесообразность осуществления двухстороннего питания зависит не только от мощностей линий и уровня их надежности, но и от недоотпуска электрической энергии из-за отключения РТП и ВЛ 35 кВ. При этом эффективность кольцевания при прочих равных условиях тем выше, чем этот недоотпуск больше.

Рассмотрим идеализированную схему линии с двухсторонним питанием (рис. 6.5)

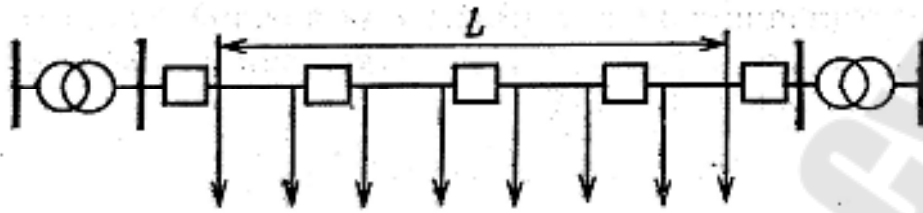


Рис. 6.5. Схема линий двухсторонним питанием

В общем случае на линии могут быть установлены как автоматические, так и неавтоматические секционирующие аппараты. Для упрощения анализа в дальнейшем примем, что на линии установлены лишь автоматические выключатели. Не учитывается также наличие ответвлений от магистрали.

Определим прежде всего оптимальное число секционирующих устройств на линии. Для этого запишем выражение для годовых приведенных затрат (с учетом ущерба от перерывов в электроснабжении) для линии общей длиной  $L$  при установке на ней на одинаковых расстояниях  $N$  секционирующих устройств. При этом линия будет разделена на  $N + 1$  участков, находящихся в одинаковых условиях. Тогда при равновероятности отключения с обеих сторон любого поврежденного участка недоотпуск электроэнергии за год

$$\Delta W_{\text{ДВ}} = [L \cdot p_0 / (N + 1)] L \cdot \lambda \cdot \tau. \quad (6.49)$$

Приведенные затраты с учетом ущерба от недоотпуска энергии составят

$$Z_{\text{ДВ}} = N \cdot p \cdot K_c + y_0 \cdot \Delta W_{\text{ДВ}}. \quad (6.50)$$

Подставив в формулу (7.50) значение  $\Delta W_{\text{ДВ}}$  из выражения (6.49) и приравняв нулю производную  $\frac{dZ}{dN}$ , получим следующую формулу для оптимального числа секционирующих устройств:

$$N_{\text{опт}} = L \sqrt{y_0 \cdot p_0 \cdot \lambda \cdot \tau / (p \cdot K_c)} - 1. \quad (6.51)$$

Таким образом, минимальные приведенные затраты  $Z_{\text{ДВmin}}$  при двухстороннем питании можно вычислить, подставив в выражение (7.50) вместо  $N$  значение  $N_{\text{опт}}$  по формуле (7.51).

Для оценки экономической эффективности рассматриваемой схемы с указанными минимальными затратами следует сравнить минимальные затраты для случая одностороннего питания двух радиальных линий длиной  $L/2$ . Принимая, что обе линии секционированы, оптимальное число секционирующих устройств на каждой линии можно определить по формуле (6.36), подставив в нее значение  $\Delta W_0$  из выражения (6.23):

$$N'_{\text{опт}} = L\sqrt{y_0 \cdot p_0 \cdot \lambda \cdot \tau / (8p \cdot K_c)} - 1. \quad (6.52)$$

Для двух радиальных линий приведенные затраты с учетом ущерба можно определить по выражению (6.34), подставив в него вместо  $N$  величину  $N'_{\text{опт}}$  из формулы (6.52):

$$Z_0 = 2p \cdot N'_{\text{опт}} \cdot K_c + p_0 \cdot y_0 (L^2/4) \lambda \cdot \tau. \quad (6.53)$$

Как уже отмечалось, для перевода радиальных линий в режим двухстороннего питания могут потребоваться дополнительные затраты  $Z_{\text{д}}$  на сооружение переключательного пункта и дополнительного участка линии, а также на осуществление мероприятий по обеспечению надлежащего качества напряжения у потребителей в аварийном режиме. Тогда условие экономической целесообразности осуществления двухстороннего питания по рассматриваемой схеме можно записать так:

$$Z_{\text{дв min}} < Z_0 + Z_{\text{д}}. \quad (6.54)$$

Необходимо иметь в виду, что автоматические секционирующие аппараты, предназначенные для использования в сетях с двухсторонним питанием, должны иметь более сложную релейную защиту для селективного отключения повреждений (например, может появиться необходимость в использовании направленной защиты и т. п.).

## 6.6. Резервные электростанции как средство повышения надежности электроснабжения

Для сельскохозяйственных потребителей первой категории и части потребителей второй категории должно предусматриваться резервирование электроснабжения, которое обычно осуществляется воздушными линиями.

Показатели надежности ВЛ 10 кВ еще недостаточно высоки. Тем не менее при нормальных погодных условиях схема внешнего электроснабжения с резервированием по ВЛ или двухсторонним пи-

танием ТП от воздушных линий обеспечивает надежное питание ответственных сельскохозяйственных потребителей.

Однако необходимо иметь в виду общий недостаток воздушных линий всех напряжений, заключающийся в резком ухудшении показателей надежности при неблагоприятных погодных условиях. Гололед, грозы, ураганные ветры нередко приводят к тяжелым массовым авариям воздушных линий с падениями опор и обрывами проводов. Положение осложняется тем, что воздушные линии часто прокладывают по трассам, где отсутствуют многолетние метеорологические наблюдения, результаты которых можно было бы учесть при проектировании ВЛ. При массовых авариях одинаково часто повреждаются основные и резервные ВЛ и ответственные потребители фактически остаются без электроэнергии. Следовательно, хотя сетевое резервирование и снижает частоту и длительность перерывов в электроснабжении, но полностью их не устраняет. Поэтому в большинстве случаев наряду с сетевым резервированием или вместо него эффективным оказывается применение автоматизированных резервных электростанций на базе дизельных электроагрегатов.

В сельском хозяйстве многих зарубежных стран резервные электростанции при электроснабжении ответственных потребителей получили широкое распространение. В нашей стране резервные ДЭС при электроснабжении сельского хозяйства пока еще широко не применяются, хотя промышленность и выпускает большое число передвижных и стационарных дизельных электростанций, которые можно использовать в качестве резервных. Их технические характеристики были приведены в главе 3.

Большое значение имеет вопрос о выборе мощности резервной электростанции. Как и большинство технических задач, это задача многокритериальная. При ее решении, помимо чисто экономических показателей (стоимости станции и снижения материального ущерба), следовало бы учитывать и затраты материальных ресурсов, а также социальные последствия, в данном случае моральный ущерб, наносимый участникам производства из-за его расстройства вследствие перерывов электроснабжения. Однако, как уже отмечалось, строгих математических методов решения подобных задач еще не существует.

Можно наметить несколько различных подходов к выбору мощности резервной электростанции. Наиболее просто задача решается, если чисто формально мощность резервной электростанции принять



равной суммарной мощности электроприемников первой категории, что вполне оправданно для таких ответственных потребителей, нарушения электроснабжения которых представляют угрозу для жизни людей, например операционные в больницах. Если же перерывы электроснабжения приводят к материальному ущербу, этот ущерб логично сопоставить с дополнительными затратами на резервные станции и таким образом экономически обосновывать уровень надежности электроснабжения.

Рассмотрим более подробно возможные методы такого обоснования.

Годовые приведенные затраты на резервную электростанцию можно определить по выражению:

$$Z = E_n K + I_{ам} + I_з + I_т + I_{т.р}, \quad (6.55)$$

где  $K$  – капитальные вложения в станцию, равные стоимости здания и электроагрегата с дополнительным и вспомогательным оборудованием;

$I_{ам}, I_з, I_т, I_{т.р}$  – текущие затраты соответственно на амортизацию, заработную плату, топливо и текущий ремонт.

Расчеты показывают, что в пределах возможной длительности перерывов централизованного электроснабжения с погрешностью до 5 % можно ограничиться учетом лишь нормативных и амортизационных отчислений от капитальных вложений и издержек на текущий ремонт.

Очевидно, что, установка резервной электростанции будет экономически оправдана, если годовые приведенные затраты на электростанцию равны ожидаемому годовому ущербу от перерывов электроснабжения или меньше его.

Таким образом, если для каждого ответственного объекта известны ожидаемое среднее значение мощности резервируемых электроприемников  $P_{рез}$ , ожидаемое число перерывов электроснабжения за год  $\lambda$ , их средняя длительность  $\tau$ , удельный ущерб  $y_0$  от недодачи потребителями 1 кВт·ч электроэнергии [ $p/(кВт·ч)$ ], то суммарный годовой ущерб от перерывов составит

$$Y = \lambda \cdot \tau \cdot y_0 \cdot P_{рез}. \quad (6.56)$$

В этом случае целесообразность использования резервной электростанции при годовых приведенных затратах  $Z$  (р/год) можно было бы проверить по неравенству

$$Z \leq \lambda \cdot \tau \cdot y_0 \cdot P_{\text{рез}}. \quad (6.57)$$

Перепишем условие (6.57) в несколько иной форме. Примем, что в среднем номинальная мощность резервных электростанций  $P_{\text{н}}$  выбирается равной мощности  $P_{\text{рез}}$ ,  $P_{\text{н}} = P_{\text{рез}}$ , а число часов работы станций  $T$  составляет

$$T = \lambda \cdot \tau. \quad (6.58)$$

Тогда после простейших преобразований выражение (6.57) можно записать следующим образом:

$$Z_{\text{рез}} = \frac{Z}{P_{\text{н}} T} \leq y_0, \quad (6.59)$$

где  $Z_{\text{рез}}$  – удельные приведенные затраты на электроэнергию, вырабатываемую электростанцией, р/(кВт·ч).

Таким образом, резервные электростанции экономически целесообразно применять, если удельные приведенные затраты на электроэнергию, вырабатываемую резервной электростанцией, меньше (или равны) удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Однако подобный упрощенный подход к выбору мощности резервной станции может привести к ошибочным решениям и значительным экономическим потерям. Как уже отмечалось, величины  $\lambda$ ,  $\tau$  и  $y_0$  отличаются значительным разбросом, поэтому годовой ущерб  $U$  также может изменяться в широких пределах и по существу является неопределенным фактором.

Поскольку при проектировании системы электроснабжения инженер-проектировщик не располагает достоверной информацией о моменте начала отключений и их возможной длительности, мощность резервной станции приходится выбирать в условиях неопределенности. Для решения задач целесообразно использовать математические методы современной теории исследования операций.

Существуют различные подходы к выбору решений в условиях неопределенности. Для рассматриваемой задачи наиболее эффективным представляется использование метода районирования векторов состояния природы.

Задачу выбора мощности станции можно рассматривать как игру с природой, в которой стратегиями инженера являются номинальные мощности резервных электроагрегатов, а стратегиями природы – значения ущербов при отсутствии резервирования. Задача инженера

заключается в выборе станции такой мощности, при которой была бы минимальной сумма приведенных затрат на станцию и ущерб от перерывов электроснабжения.

Для решения задачи для каждого ответственного потребителя определяют минимально и максимально возможные значения ущерба при отсутствии резервирования. Затем специальными приемами находят такие предельные значения ущерба, при которых наиболее целесообразно применять ту или другую станцию. Это и называется «районированием векторов состояния природы».

Результаты решения задачи для ферм и комплексов молочного направления приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3

**Результаты расчетов по методу районирования векторов состояния природы**

Поголовье животных, гол.	Границы зоны оптимальности (предельные значения ущерба), тыс. р/год		Оптимальные мощности резервных агрегатов, кВт
	$Y_{\max}$	$Y_{\min}$	
600	$\begin{cases} 0,088 \\ 3,2 \\ 8,8 \end{cases}$	$\begin{cases} 3,2 \\ 8,8 \\ 52,3 \end{cases}$	$\begin{cases} 2 \times 24 \\ 2 \times 48 \\ 2 \times 72 \end{cases}$
1200	$\begin{cases} 0,151 \\ 2,3 \\ 7,3 \end{cases}$	$\begin{cases} 2,3 \\ 7,3 \\ 87,4 \end{cases}$	$\begin{cases} 2 \times 24 \\ 2 \times 48 \\ 2 \times 72 \end{cases}$
2000	$\begin{cases} 0,213 \\ 2,5 \\ 14,7 \\ 177,8 \end{cases}$	$\begin{cases} 2,5 \\ 14,7 \\ 177,8 \\ 184,3 \end{cases}$	$\begin{cases} 2 \times 24 \\ 2 \times 48 \\ 2 \times 72 \\ 1 \times 500 \end{cases}$

Для окончательного выбора мощности резервной станции необходимо определить, какой зоне оптимальности соответствуют действительные значения ущерба при отсутствии резервного источника. Для этого достаточно грубо оценить пределы изменения показателей надежности и ущерба для конкретной схемы электроснабжения ответственного потребителя. В частности, необходимо учесть, что при увеличении длины воздушной линии, к которой присоединен объект, повышается расчетная длительность перерывов в электроснабжении.

Пусть, например, молочный комплекс на 600 голов питается от двухтрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, которая через ВЛ 10 кВ

присоединена к трансформаторной подстанции 110/10 кВ. При длине ВЛ 10 кВ до 5 км пределы изменения ущерба лежат в первой зоне оптимальности (табл. 6.3) и на комплексе следует установить два электро-агрегата по 24 кВт каждый. При длине ВЛ от 5 до 15 км ущербы соответствуют второй зоне и необходимо выбрать два агрегата по 48 кВт. Наконец, при длине ВЛ свыше 15 км оптимальна резервная электростанция 2×72 кВт.

По аналогичной методике можно определить мощность резервных электростанций для других сельскохозяйственных предприятий. Так, для специализированной птицефермы на 56 тыс. голов ремонтного молодняка для различных зон оптимальности мощность резервных электростанций составляет от 48 до 144 кВт.

Суммарные расчетные нагрузки молочных ферм и комплексов с поголовьем от 400 до 2000 коров составляют от 120 до 406 кВт, а для специализированной птицефермы – 160 кВт. Таким образом, в большинстве случаев номинальная мощность электростанции меньше расчетных нагрузок сельскохозяйственных предприятий. Поэтому в первую очередь необходимо резервировать те технологические процессы, нарушение которых вызывает наибольший ущерб. Как уже отмечалось, на молочных фермах и комплексах это процессы доения, аварийного освещения и аварийной вентиляции, затем первичной обработки молока, поения, кормления и т. д.

Резервируемые электроприемники питаются от электростанции через те же линии 0,38 кВ, что и от основного источника. Следовательно, при перерыве в электроснабжении и работе резервной электростанции от этих линий необходимо отключить электроприемники, не подлежащие резервированию.

Необходимо отметить, что во многих случаях, особенно при планово-предупредительных и капитальных ремонтах стационарно установленного оборудования, перерывы в электроснабжении могут быть сокращены путем применения передвижных электростанций и передвижных трансформаторных подстанций.

## Глава 7 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СЕЛЬСКИХ СЕТЯХ

### 7.1. Показатели качества электрической энергии

Широкое применение электроэнергии в сельскохозяйственном производстве способствует повышению производительности труда и снижению стоимости продукции. Электрификация сельских районов оказывает существенное влияние на повышение уровня жизни сельского населения. Однако положительный эффект электрификации в полной мере проявляется только в том случае, если потребителям доставляется энергия достаточно высокого качества. Снижение качества энергии ухудшает показатели работы электроприемников и наносит серьезный ущерб народному хозяйству. Все это говорит о том, что при проектировании и эксплуатации электрических сетей необходимо уделять большое внимание обеспечению высокого качества электрической энергии.

В нашей стране нормы качества электрической энергии регламентируются ГОСТом 13109-97. При питании электроприемников от трехфазных электрических сетей общего назначения ГОСТ устанавливает следующие показатели качества электрической энергии: отклонение и размах колебания частоты, отклонение и размах изменения напряжения, коэффициенты несимметрии и неуравновешенности напряжений и коэффициент несинусоидальности напряжения.

При питании приемников от электрических сетей однофазного тока качество энергии характеризуется этими же показателями, за исключением коэффициентов несимметрии и неуравновешенности напряжений.

Рассмотрим особенности перечисленных показателей применительно к приемникам, присоединенным к сельским распределительным сетям.

Частота токов и напряжений определяется числом полюсов и частотой вращения синхронных генераторов на электрических станциях. Отклонением частоты токов и напряжений называется разность между ее фактическим и номинальным ( $f_n = 50$  Гц) значениями:

$$\Delta f = f - f_n. \quad (7.1)$$

В нормальном режиме отклонения частоты не должны превышать  $\pm 0,1$  Гц. Допускается временная работа энергетической системы при отклонениях частоты в пределах  $\pm 0,2$  Гц.

Из-за колебаний нагрузки частота и, следовательно, отклонение частоты могут изменяться во времени. Поэтому при определении фактических отклонений частоты разность частот по уравнению (7.1) усредняют за промежутки времени 10 мин.

Приведенные нормы относятся к мощным районным энергосистемам, от которых питается и большинство сельских потребителей. ГОСТ 13109-97 не нормирует качество энергии у электроприемников, присоединенных к сетям автономно работающих маломощных (до 1000 кВт) электрических станций. Для таких станций обычно считаются допустимыми отклонения частоты в пределах  $\pm 0,5$  Гц, а при мощности до 250 кВт – в пределах  $\pm 2$  Гц.

Если частота изменяется достаточно быстро (со скоростью 0,2 Гц в секунду и более), то ее изменение характеризуют размахом колебаний частоты  $\delta f$  – разностью между наибольшим  $f_{\text{нб}}$  и наименьшим  $f_{\text{нм}}$  значениями основной частоты за определенный промежуток времени:

$$\delta f = f_{\text{нб}} - f_{\text{нм}}. \quad (7.2)$$

Причинами колебаний частоты в нормальных режимах могут явиться изменения нагрузки крупных двигателей, мощность которых соизмерима с мощностью генераторов системы (например, двигателей крупных прокатных станков). Согласно ГОСТу 13109-97, размах колебание частоты не должен превышать 0,2 Гц. В сетях автономно работающих сельских электростанций колебания частоты не нормируются.

Остальные установленные ГОСТом показатели качества электрической энергии нормируют качество напряжения у электроприемников. Оценивают эти показатели по действующим значениям напряжения.

В результате непрерывных колебаний электрических нагрузок изменяются падения и потери напряжения в основных элементах электрических сетей – трансформаторах и линиях. Изменяются, следовательно, и значения напряжения у приемников. Достаточно медленные изменения напряжения характеризуют отклонением напряжения  $V$ , под которым понимают разность между действительным зна-

чением напряжения в некоторой точке сети  $U$  и номинальным значением напряжения:

$$V = U - U_{\text{н}}. \quad (7.3)$$

Отклонение напряжения обычно определяют в процентах от номинального напряжения:

$$V \% = \frac{U - U_{\text{н}}}{U_{\text{н}}} \cdot 100. \quad (7.4)$$

В трехфазных электрических сетях действительное значение напряжения определяется как напряжение прямой последовательности основной частоты.

ГОСТ 13109-97 предусматривает следующие нормы для отклонений напряжения. На зажимах приборов рабочего освещения, установленных в производственных помещениях и общественных местах, где требуется значительное напряжение зрения, а также в прожекторных установках наружного освещения допускаются отклонения напряжения от номинального в пределах от -2,5 до +5%; на зажимах электрических двигателей и аппаратов для их пуска и управления – от -5 до +10 %. На зажимах всех остальных электроприемников, в том числе приемников электрической энергии животноводческих комплексов и птицефабрик, допускаются отклонения напряжения в пределах  $\pm 5$  % от номинального. В послеаварийных режимах допускается дополнительное понижение напряжения на 5 %.

Для других потребителей, присоединенных к сельским электрическим сетям соблюдение приведенных выше норм в настоящее время экономически не оправдано. Поэтому для электроприемников, присоединенных к электрическим сетям сельскохозяйственных районов и сетям, питающимся от тяговых подстанций, допускаются следующие отклонения напряжения от номинального: на зажимах электрических двигателей и аппаратов их пуска и управления – от -7,5 до +10 %, на зажимах остальных электроприемников – в пределах  $\pm 7,5$  %.

В послеаварийных режимах, а также во время планово-предупредительных ремонтов при длительности их не более суток допускается дополнительное понижение напряжения на 5 %.

Для осветительных электроприемников в производственных и общественных помещениях, а также для прожекторных установок наружного освещения, нормируемые ГОСТом 13109-97 отклонения на-

пряжения можно обеспечить при помощи местных средств, регулирующих напряжение.

Как уже отмечалось, отклонения напряжения характеризуют сравнительно медленные его изменения. Если эти изменения происходят достаточно быстро (со скоростью выше 1 %/с), то для их оценки вводят понятие размаха изменения напряжения, под которым понимают разность между следующими друг за другом экстремумами огибающей действующих значений напряжения. Другой оценкой колебания напряжения служит частота изменения напряжения в 1 с, 1 мин или 1 ч:

$$F = \frac{m}{T}, \quad (7.5)$$

где  $m$  – число изменений напряжения со скоростью изменения более 1 % в секунду за время  $T$ .

Наконец, колебания напряжения оцениваются интервалом между следующими друг за другом изменениями напряжения  $\Delta t_{Ki}$ .

Оценки колебания напряжения поясняются на рисунке 7.1, где показаны 5 размахов изменений напряжения  $\delta V$  за время 12 с.

Размах изменения напряжения равен

$$\delta V = U_{\max} - U_{\min}, \quad (7.6)$$

или в процентах

$$\delta V\% = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_n} \cdot 100, \quad (7.6)$$

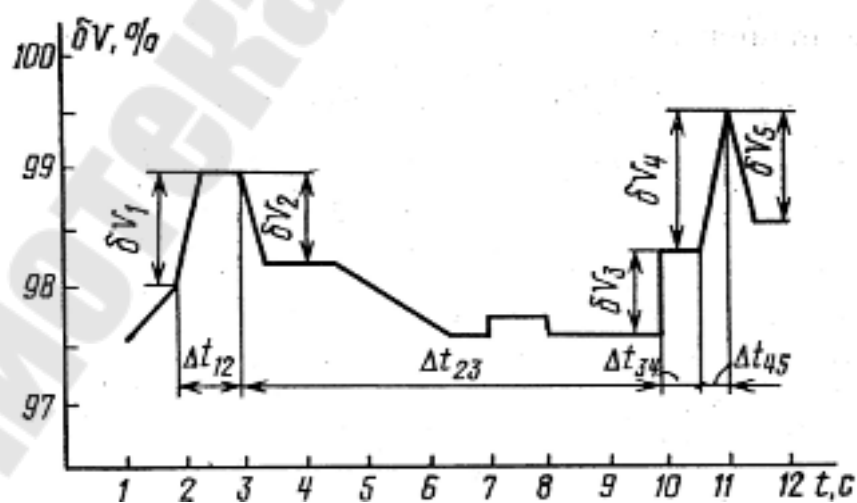


Рис. 7.1. К оценке колебаний напряжения



Если огибающая действующих значений напряжения имеет горизонтальные участки, то размах изменения напряжения определяют как разность между соседними горизонтальным участком кривой и ее экстремумом или как разность между соседними горизонтальными участками.

Если два изменения напряжения происходят в одном направлении, но интервал времени между ними менее 40 мс, то их считают одним изменением.

На рисунке 7.2 приведены нормируемые ГОСТом допустимые значения размахов изменений напряжения  $\delta V\%$  на зажимах ламп накаливания в зависимости от частоты их повторения  $m$  или интервала  $\Delta t$  между следующими друг за другом изменениями напряжения.

Для остальных приемников электрической энергии размах изменений напряжения не нормируют.

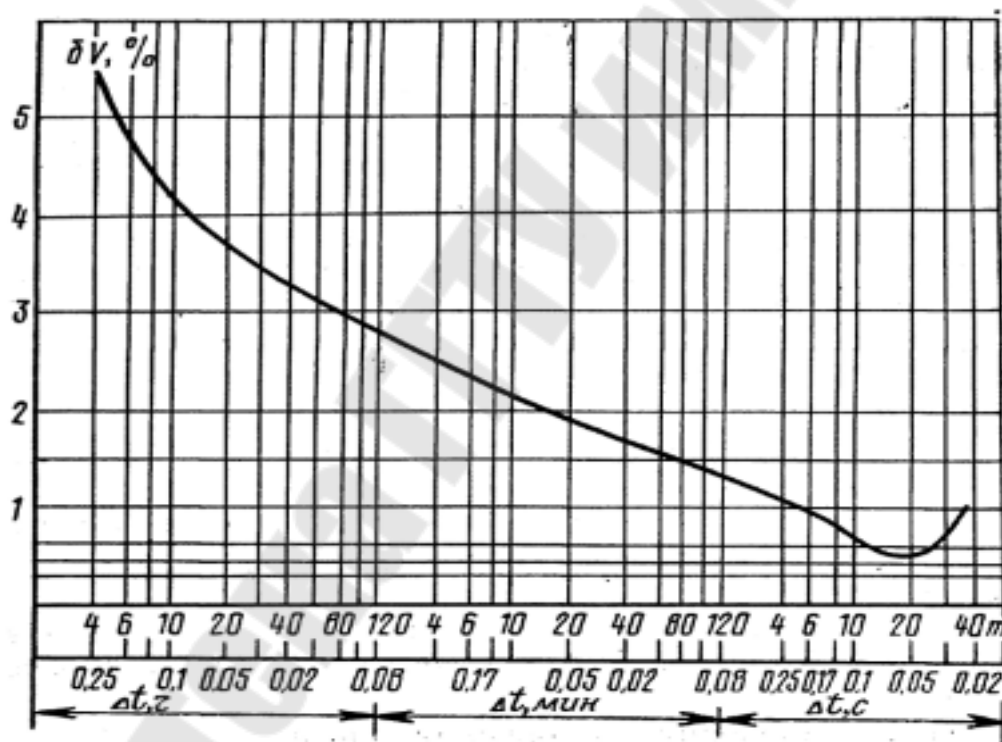


Рис. 7.2. Зависимость допустимых размахов изменений напряжения от частоты или интервалов между изменениями напряжения

Нормируемые ГОСТом допустимые размахи изменений напряжения учитывают необходимость ограничения колебаний напряжения из-за появления «мигания» ламп. В сельских сетях мощности трансформаторов на потребительских подстанциях могут быть соизмеримы с мощностью питающихся от них электродвигателей и, следовательно, соизмеримы и значения модулей комплексных сопротивлений

трансформаторов и двигателей. Кроме того, сравнительно большое сопротивление могут иметь линии напряжением 0,38/0,22 кВ, к которым присоединены двигатели. Поэтому при пуске короткозамкнутых асинхронных двигателей с большими кратностями пусковых токов могут возникать колебания напряжения, которые, с одной стороны, затрудняют сам пуск двигателя, а с другой – ухудшают режимы работающих двигателей, питающихся от той же сети.

Для полной оценки влияния колебаний напряжения на условия пуска и работы электродвигателей необходимы сложные расчеты с учетом сопротивлений трансформатора, линий, характеристик двигателей и других электроприемников. Приближенно принимают, что для двигателей с нормальными условиями пуска (с ременной передачей при вентиляторной характеристике электропривода) понижение напряжения при пуске может составлять до 30 % номинального напряжения. Для двигателей с тяжелыми условиями пуска (например, установленных на мельницах, кормодробилках и т. п.) рекомендуется выполнять более точные проверочные расчеты.

Напряжение на зажимах работающих двигателей при пуске других двигателей не должно снижаться более чем на 20% от номинального напряжения.

Технико-экономическое обоснование допустимых колебаний напряжения в сельских сетях – сложная задача, которая пока еще не решена. Однако очевидно, что допустимые в этих сетях колебания напряжения постепенно будут приближаться к нормам ГОСТа 13109-97, так же как к общим нормам постепенно приближаются допустимые отклонения напряжения в сетях сельских районов. Поэтому надо уделять достаточное внимание изысканию эффективных способов снижения колебаний напряжения при пуске двигателей.

В сельских электрических сетях напряжением 0,38/0,22 кВ часто преобладают однофазные приемники энергии, поэтому даже нормальные режимы таких сетей, как правило, несимметричны. При этом наблюдается несимметрия напряжения, то есть появляются напряжения обратной и нулевой последовательностей.

В трехфазной сети при отсутствии высших гармоник, но при несимметрии напряжений действующее значение фазного напряжения, например фазы А

$$\dot{U}_A = \dot{U}_1 + \dot{U}_2 + \dot{U}_0, \quad (7.8)$$

где  $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}_0$  – соответственно фазные напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

$$\dot{U}_1 = \frac{1}{3} \cdot (\dot{U}_A + a\dot{U}_B + a^2\dot{U}_C); \quad (7.9)$$

$$\dot{U}_2 = \frac{1}{3} \cdot (\dot{U}_A + a^2\dot{U}_B + a\dot{U}_C); \quad (7.10)$$

$$\dot{U}_0 = \frac{1}{3} \cdot (\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C). \quad (7.11)$$

Оператор

$$a = e^{j\frac{2}{3}\pi} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}. \quad (7.12)$$

Несимметричность трехфазной системы напряжений характеризуют двумя коэффициентами: коэффициентом несимметрии напряжений  $\varepsilon_2$  и коэффициентом неуравновешенности напряжений  $\varepsilon_0$ .

Коэффициентом несимметрии напряжений называют отношение напряжения обратной последовательности основной частоты, определяемого разложением на симметричные составляющие системы линейных напряжений, к номинальному линейному напряжению:

$$\varepsilon_2 = \frac{U_2}{U_H} \cdot 100 \%. \quad (7.13)$$

Коэффициентом неуравновешенности напряжений называют отношение напряжений нулевой последовательности основной частоты к номинальному фазному напряжению:

$$\varepsilon_0 = \frac{U_{\text{ф.о}}}{U_{\text{ф.н}}} \cdot 100 \%. \quad (7.14)$$

Из-за наличия напряжений обратной и нулевой последовательностей действующие напряжения различных фаз могут быть разными. Кроме того, система обратной последовательности неблагоприятно влияет на работу асинхронных двигателей. Поэтому ГОСТ 13109-97 налагает ограничения на допустимые значения напряжения обратной и нулевой последовательностей.

На зажимах любого трехфазного симметричного электроприемника длительно допустимо значение коэффициента несимметрии напряжений в пределах до 2 %.

Это требование не распространяется на электроприемники в сетях, питающихся от шин тяговых подстанций железных дорог, электрифицированных на переменном токе (за исключением приемников, предъявляющих определенные требования к несимметрии напряжения). Для таких приемников вопросы их электроснабжения решаются особо.

В трехфазной распределительной сети, питающей однофазные осветительные и бытовые электроприемники, коэффициент неуравновешенности напряжений не должен превышать значений, при которых (с учетом других влияющих факторов – отклонения напряжения прямой последовательности, напряжения обратной последовательности и высших гармоник напряжения) действующие значения напряжений не выходят за допустимые пределы.

В электрических сетях из-за нелинейности вольтамперных характеристик отдельных элементов сети или присоединенных к ней электроприемников может наблюдаться несинусоидальность формы кривой напряжения, которая характеризуется тем, что в кривой напряжения, помимо гармоники основной частоты с действующим напряжением  $U_1$ , есть еще и высшие гармоники с действующими значениями  $U_v$ . В этом случае действующее значение несинусоидального напряжения:

$$U = \sqrt{\sum_{v=1}^{\infty} U_v^2}, \quad (7.15)$$

где  $U_v$  – действующее значение напряжения  $v$ -й гармоники.

Верхний предел суммирования гармоники зависит от вида нелинейности. В практических расчетах часто ограничиваются учетом 13-й гармоники. Тогда при симметрии напряжений трехфазной сети равенство (7.15) приближенно может быть записано следующим образом:

$$U \cong U_1 + 0,005 \sum_{v=2}^{13} U_v^2. \quad (7.16)$$

Искажение формы кривой напряжения из-за наличия высших гармоник оценивается при помощи коэффициента несинусоидальности напряжения  $K_{нс}$ , под которым понимают отношение действующего значения гармонического содержания несинусоидального напряжения к напряжению основной частоты:

$$K_{\text{нс}} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2}}{U_1} \cdot 100 \% \cong \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2}}{U_{\text{н}}} \cdot 100 \% , \quad (7.17)$$

где  $n$  – номер последней из учитываемых гармоник.

Несинусоидальность кривой напряжения оказывает неблагоприятное влияние на работу электроустановок и электроприемников, в частности на работу конденсаторных установок, электродвигателей, газоразрядных ламп и др. ГОСТ 13109-97 предусматривает, что на зажимах любых электроприемников длительно допустимо значение коэффициента несинусоидальности напряжения в пределах до 5 %.

Показатели качества электрической энергии меняются вместе с изменением режима электрической системы и в различные моменты времени могут иметь разные значения. Поэтому показатели, установленные ГОСТом 13109-97, определяются с интегральной вероятностью 95 % за определенные периоды, зависящие от вида показателя. При контроле наиболее важного в условиях сельского электроснабжения показателя – отклонения напряжения период измерения составляет не менее двух рабочих и одних нерабочих суток. Контроль коэффициентов несимметрии и неуравновешенности напряжений проводят в течение суток.

## **7.2. Влияние качества электрической энергии на работу потребителей электроэнергии в сельских районах**

Ухудшение качества энергии может приводить к нарушению нормальной работы электроприемников. При этом изменение различных показателей по-разному влияет на работу отдельных видов приемников.

Отклонения частоты могут влиять на работу асинхронных двигателей. При увеличении частоты несколько уменьшаются ток двигателя, максимальный момент и нагрев, а при снижении частоты они увеличиваются. Однако изменения частоты в пределах нескольких процентов от номинальной, хотя изменяют частоту вращения электродвигателей, практически не нарушают их нормальную работу, а также работу других электроприемников.

В сельских электрических сетях наиболее важный показатель качества напряжения – его отклонение. Особенно чувствительны к изменению напряжения осветительные установки.

Как известно, режим ламп накаливания можно охарактеризовать следующими основными показателями: потребляемой мощностью  $P$ , световым потоком  $F$ , световой отдачей  $H$  и сроком службы  $T$ . Эти показатели существенно зависят от напряжения  $U$  на зажимах ламп (рис. 7.3). Для ламп накаливания при отклонении напряжения порядка  $\pm 10\%$  приведенные на рисунке зависимости приближенно выражаются следующими соотношениями:

$$\begin{aligned}
 P_* &= \frac{P}{P_H} = \left( \frac{U}{U_H} \right)^{1,53} ; \\
 F_* &= \frac{F}{F_H} = \left( \frac{U}{U_H} \right)^{3,67} ; \\
 H_* &= \frac{H}{H_H} = \left( \frac{U}{U_H} \right)^{2,14} ; \\
 T_* &= \frac{T}{T_H} = \left( \frac{U}{U_H} \right)^{-14,8} .
 \end{aligned}
 \tag{7.18}$$

Из кривых, изображенных на рисунке 7.3, следует, что при понижении напряжения наиболее заметно падает световой поток. При повышении напряжения сверх номинального резко снижается срок службы ламп, что может приводить к быстрому их перегоранию, если длительно нарушаются нормируемые пределы отклонений напряжения. При этом также происходит перерасход электрической энергии.

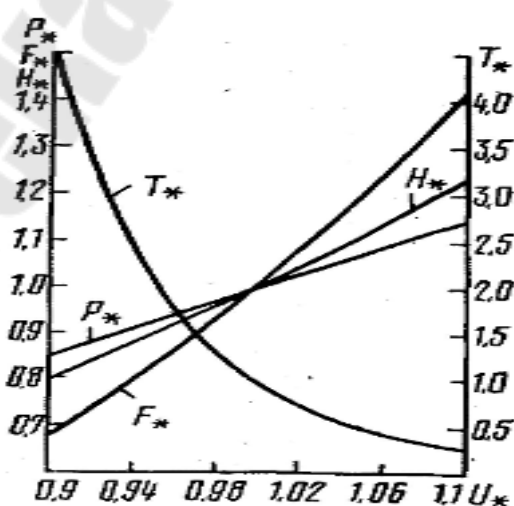


Рис. 6.3. Зависимость мощности, светового потока, световой отдачи и срока службы ламп накаливания (в относительных единицах) от напряжения

Изменение светового потока при изменении напряжения приводит к соответствующим изменениям освещенности и, в конечном счете, влияет на производительность труда и утомляемость человека. Однако зависимости этих показателей от освещенности нельзя выразить в виде однозначных детерминированных функций.

Помимо производственных помещений, лампы накаливания широко применяют и в жилых домах. Здесь нормы освещенности, как правило, выше, чем в производственных помещениях. Кроме того, в случае необходимости повышение освещенности сравнительно просто может быть достигнуто за счет переносных светильников (настольных ламп, торшеров и т. п.). Поэтому на первый взгляд эта группа потребителей не предъявляет очень жестких требований к отклонениям напряжения. Однако необходимо учесть и наличие в жилых домах разнообразных бытовых электроприемников, в том числе телевизоров. В результате значительных отклонений напряжения могут быть нарушены нормальные бытовые условия населения, что, в конечном счете, отражается и на эффективности общественного производства. Поэтому при электроснабжении жилых домов необходимо строго выдерживать нормируемые отклонения напряжения.

Качество напряжения оказывает существенное влияние на работу телевизоров. Отрицательные отклонения напряжения ухудшают изображение, а положительные сокращают срок службы деталей телевизоров. Особенно вредны отклонения напряжения для кинескопов.

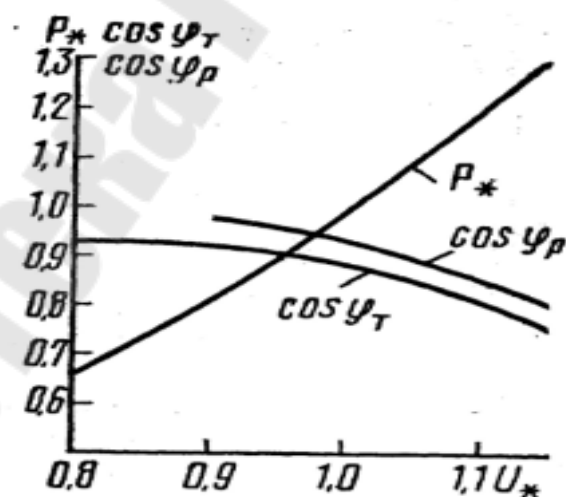


Рис. 7.4. Зависимости активной мощности, потребляемой телевизором и радиоприемником, а также коэффициентов мощности телевизора  $\cos \varphi_T$  и радиоприемника  $\cos \varphi_P$  от напряжения

На рисунке 7.5 приведены зависимости потребляемой мощности и светового потока люминесцентных ламп от напряжения. Световая отдача этих ламп в отличие от ламп накаливания при повышении напряжения уменьшается, а при его снижении увеличивается.

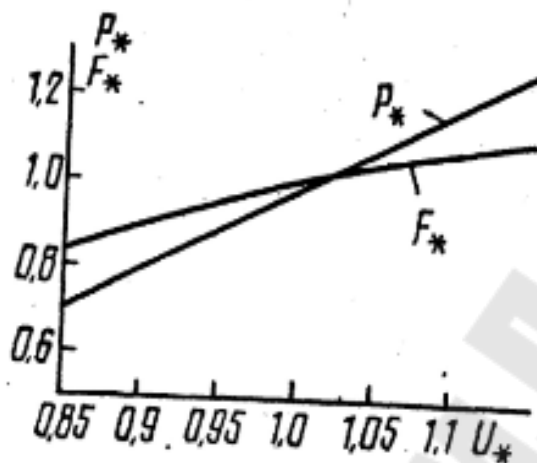


Рис. 7.5. Зависимость мощности и светового потока люминесцентных ламп от напряжения

При пониженном напряжении ухудшаются условия зажигания люминесцентных ламп. Поэтому их срок службы, определяемый распылением оксидного покрытия электродов, сокращается как при отрицательных, так и при положительных отклонениях напряжения. В среднем можно считать, что при отклонениях напряжения  $V = \pm 10\%$  срок службы люминесцентных ламп снижается на 20...25 %.

Существенный недостаток люминесцентных ламп в том, что они потребляют реактивную мощность, значение которой растет с увеличением подводимого к ним напряжения.

Отклонения напряжения влияют на эффективность использования электронагревательных приборов. Так, снижение напряжения приводит к увеличению продолжительности работы отдельных приборов, а повышение напряжения снижает срок службы нагревательных элементов.

Изменение активной мощности, потребляемой электронагревательными приборами, выражается квадратичной зависимостью от напряжения сети.

Отклонения напряжения оказывают большое влияние также на работу асинхронных электродвигателей, которые в сельскохозяйственных электроустановках применяют наиболее часто.



При изменении напряжения изменяется механическая характеристика двигателя – зависимость его вращающего момента от частоты вращения или скольжения (рис. 7.6). С достаточной точностью можно считать, что момент двигателя пропорционален квадрату напряжения на его зажимах. Поэтому при снижении напряжения соответственно уменьшается момент и несколько снижается частота вращения двигателя, так как увеличивается его скольжение (на рис. 7.6 от значения  $S_H$  до значения  $S_1$ ). В общем случае снижение частоты вращения зависит и от закона изменения момента сопротивления  $M_G$ , который на рисунке 7.6 принят постоянным.

При значительном уменьшении напряжения на зажимах двигателя, работающего с полной нагрузкой, может произойти его «опрокидывание», то есть остановка. При этом во избежание повреждения двигатель должен быть отключен от сети.

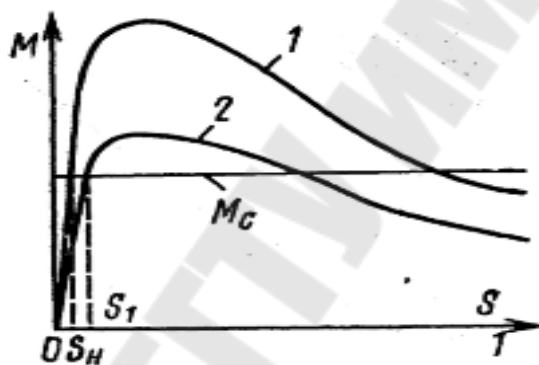


Рис 7.6. Механическая характеристика асинхронного двигателя при номинальном (1) и пониженном (2) напряжениях

Понижение напряжения ухудшает и условия пуска двигателя, так как при этом уменьшается его пусковой момент (рис. 7.6). Для привода сельскохозяйственных машин это обстоятельство следует учитывать особо, поскольку многие из этих машин обладают большими моментами инерции, а иногда и значительными моментами сопротивления при пусках.

От напряжения на зажимах двигателя зависит потребляемая им активная и реактивная мощность.

При отклонениях напряжения порядка  $V = \pm 10\%$  активную мощность на валу двигателя можно считать практически неизменной. Но потери активной мощности в двигателе при этом могут заметно измениться. В зависимости от знака отклонения напряжения, типа двигателя и коэффициента его загрузки эти потери могут либо увели-

читься, либо уменьшиться. В среднем считают, что при отклонении напряжения на зажимах +10 % потери активной мощности у полностью нагруженного двигателя уменьшаются на 1 % от номинальной мощности, а у нагруженного наполовину увеличиваются на 2 %. При отклонении напряжения -10 % потери увеличиваются на 2 % при полной нагрузке и уменьшаются на 1 % при половинной нагрузке.

Потребление двигателями реактивной мощности также зависит от знака отклонения напряжения, типа двигателя и его загрузки. Благодаря изменению активной и реактивной мощности изменяется и ток двигателя. Можно считать, что при полной нагрузке двигателя и отклонении напряжения +10 % ток практически не изменяется, а при отклонении -10 % увеличивается на 10 %. Поэтому с точки зрения нагрева более опасными (в рассматриваемых пределах) являются отрицательные отклонения напряжения, что и находит соответствующее отражение при нормировании отклонений напряжения на зажимах двигателей.

Если двигатель длительно работает при пониженном напряжении, то из-за ускоренного износа изоляции срок службы его уменьшается. Для приближенных расчетов срок службы изоляции  $T$  можно определить по формуле

$$T = T_n / R, \quad (7.19)$$

где  $T_n$  – срок службы изоляции двигателя при номинальном напряжении и номинальной нагрузке;

$R$  – коэффициент, зависящий от значения и знака отклонения напряжения, а также от коэффициента загрузки двигателя  $k_3$ :

при

$$-0,2 \leq V < 0 \quad - \quad R = (47 \cdot V^2 - 7,55 \cdot V + 1) \cdot k_3^2;$$

при

$$+0,2 \geq V > 0 \quad - \quad R = k_3^2.$$

Если двигатель работает при нормированных ГОСТом 13109-97 отклонениях напряжения, влияние напряжения на срок службы двигателя можно не учитывать.

Дополнительный нагрев асинхронных двигателей и снижение срока службы их изоляции имеют место и при несимметрии напряжения и несинусоидальности его формы. Кроме того, эти факторы вы-

зывают вибрацию двигателей, дополнительно снижающую их долговечность.

В сельскохозяйственном производстве находит широкое применение ультрафиолетовое облучение сельскохозяйственных животных и птиц, позволяющее увеличить яйценоскость кур-несушек, снизить заболеваемость и падеж животных, увеличить среднесуточные привесы и сократить расход кормов. В качестве источников ультрафиолетового излучения используют ультрафиолетовые лампы (эритемные и бактерицидные). Эти лампы также чувствительны к отклонениям напряжения от номинального. При понижении напряжения сети на 10 % и больше номинального лампы не зажигаются. При повышении напряжения в сети эритемный и бактерицидный потоки растут, а при уменьшении убывают. В пределах изменения напряжения  $\pm 10\%$  от номинального значения поток ламп изменяется примерно на 2 % на каждый процент изменения напряжения. В результате доза облучения может измениться в ту или другую сторону.

Средний срок службы ламп для ультрафиолетового облучения при номинальном напряжении составляет 800...1000 ч. При повышении напряжения срок службы ламп резко сокращается.

Колебания напряжения (быстрые его изменения со скоростью более 1%/с) особенно неблагоприятно влияют на работу осветительных установок, так как одновременно появляются резкие изменения светового потока, воспринимаемые глазом человека как мигание ламп. Вследствие этого человек быстро утомляется, а производительность его труда снижается.

Глубокие колебания напряжения, связанные с пуском в сельских сетях относительно мощных асинхронных двигателей, ухудшают условия пуска; кроме того, может быть нарушена устойчивость работающих двигателей.

Колебания напряжения создают помехи при работе радиоприемников и телевизоров.

Несимметричность трехфазной системы напряжений, то есть наличие в этой системе составляющих нулевой и обратной последовательностей, оказывает различное влияние на действующие значения напряжений отдельных фаз. В результате отклонения напряжения у однофазных приемников, присоединенных к некоторым фазам, могут выйти за допустимые пределы. Поэтому ГОСТ 13109—67 рекомендует определять фактические отклонения напряжения у потребителей с

учетом падений напряжений обратной и нулевой последовательностей.

Особое значение для трехфазных электроприемников, в первую очередь для асинхронных электродвигателей, имеет значение напряжения обратной последовательности. Сопротивление обратной последовательности двигателей примерно равно сопротивлению заторможенного двигателя и, следовательно, в 5...7 раз меньше сопротивления прямой последовательности. Поэтому даже при малых значениях напряжения обратной последовательности (порядка нескольких процентов от номинального) токи обратной последовательности могут достигать больших значений и приводить к дополнительному нагреву двигателя, особенно массивных частей роторов. Физически этот дополнительный нагрев можно представить как следствие действующих на вал двигателя тормозных моментов, возникающих из-за напряжений обратной последовательности.

Несинусоидальность формы кривой напряжения, то есть наличие в этой кривой высших гармоник, влияет на значение  $\square$ аселенных $\square$ го напряжения на зажимах приемника, которое в этом случае определяют по формуле (7.15) или (7.16). Однако этим не исчерпывается роль высших гармоник.

Известно, что сопротивление токам высших гармоник зависит от вида приемника. Так, например, емкостное сопротивление конденсаторов с повышением частоты уменьшается.

Если в питающем напряжении есть высшие гармоники, в конденсаторах могут протекать довольно большие токи соответствующих гармоник, что приводит к дополнительному нагреву этих устройств. Это может иметь особое значение в осветительных установках с газоразрядными лампами, где конденсаторы используют для компенсации реактивной мощности, потребляемой балластным сопротивлением. Токи высших гармоник представляют опасность и для конденсаторных установок, устанавливаемых в электрических сетях для компенсации реактивной мощности.

Гармоники более низких частот, для которых сопротивление электродвигателя относительно невелико, создают в асинхронных двигателях дополнительные магнитные поля, что, в конечном счете, повышает нагрев двигателей.

Высшие гармоники, появляющиеся в напряжениях и токах, увеличивают потери мощности и энергии во всех элементах сетей и та-

ким образом ухудшают технико-экономические показатели системы электроснабжения.

Поддержание надлежащего качества электрической энергии имеет важное народнохозяйственное значение. Поэтому ГОСТ 13109-97 устанавливает общий порядок обеспечения и контроля качества электрической энергии.

При проектировании систем электроснабжения проектные организации должны предусматривать применение экономически обоснованных устройств и проведение мероприятий, при помощи которых у электроприемников обеспечивается соблюдение нормированных показателей качества энергии.

На основе технико-экономических обоснований необходимо взаимно согласовывать решения отдельных организаций по размещению в питающих и распределительных сетях регулирующих и компенсирующих устройств, по снижению несимметрии и несинусоидальности.

В эксплуатируемых сетях по согласованию между энергоснабжающей организацией и потребителем устанавливаются значения показателей качества электроэнергии на границе раздела балансовой принадлежности электрических сетей.

На этой границе энергоснабжающая организация и потребитель по специальной методике контролируют качество энергии.

## Глава 8

### РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Электрическая энергия – это большое национальное богатство, и его нужно использовать как можно более рационально, доводя до минимума расход электроэнергии на единицу продукции.

Рациональное использование электроэнергии предполагает, прежде всего, улучшение работы ее приемников. Эти вопросы решают инженеры-электрики, работающие непосредственно в хозяйствах – колхозах, совхозах и комплексах по производству сельскохозяйственной продукции. Однако специалисты по электроснабжению сельского хозяйства должны быть хорошо знакомы с этими вопросами и во многих случаях решать их совместно. При этом технико-экономические расчеты нужно выполнять для всей системы электроснабжения, то есть ее производства, распределения и применения. Экономический эффект должен быть определен в масштабе всей энергосистемы, но не отдельного хозяйства.

Большое значение имеет снижение потерь электроэнергии во всех звеньях системы электроснабжения, в том числе в электрических двигателях. Проведение мероприятий, способствующих снижению потерь электроэнергии, – также совместная задача специалистов по электроснабжению и по применению электроэнергии.

#### **8.1. Баланс энергетических мощностей в сельском хозяйстве**

Баланс энергетических мощностей в сельском хозяйстве в его историческом развитии приведен в таблице 8.1. До Великой Октябрьской социалистической революции в сельском хозяйстве механические двигатели почти не применялись, на всех работах использовали главным образом лошадей. Затем начался быстрый рост энергетических мощностей сельского хозяйства. К 1940 году 77,5 % общей мощности приходилось на механические двигатели, но сельских электроустановок было очень мало и их мощность составляла менее 1,3 % всех мощностей.

Таблица 8.1

## Баланс энергетических мощностей в сельском хозяйстве

Годы	Все мощности, млн. кВт	Энергетические мощности сельского хозяйства СССР на конец года, млн. кВт						
		механические двигатели						рабочий скот
		всего	тракторов	комбайнов	автомобилей	электроустановок	прочие	
1916	17,6	0,15	-	-	-	-	0,15	17,45
1940	35,0	27,3	13,0	4,3	8,9	0,4	0,7	7,7
1945	20,6	16,0	9,5	3,3	2,5	0,07	0,59	4,6
1950	45,7	40,4	16,4	5,9	15,7	0,6	1,8	5,3
1960	115	111	37,0	18,3	47,2	6,7	2,1	4,0
1965	175	173	65,0	26,2	62	15,3	4,8	3,0
1970	247	245	91	34	85	30,4	5,3	2,0
1975	362	360	118	54	139	46	2,9	2,0
1980	445	443	158	56	124	94,0	9,0	1,6
1982	490	488	173	63	137	104	11,0	1,5
1983	500	505	179	68	140	107	10,7	1,9

Данные 1945 года характеризуют ущерб, который нанесла война энергетике сельского хозяйства и в особенности ее электрификации.

В послевоенные годы началось быстрое восстановление сельской энергетики, а затем стремительное ее развитие. Энергетические мощности в 1980 году превысили мощности 1940 года почти в 13 раз, причем 99 % составили мощности механических двигателей, а асемарная мощность рабочего скота составила менее 1%.

Особенно быстро развивались электрические установки, мощность которых за этот период выросла в 210 раз и в 1982 году достигла 21,2% от общих энергетических мощностей сельского хозяйства.

Еще более велики перспективы развития электрических установок в сельском хозяйстве на ближайшие годы в связи с дальнейшим ростом электровооруженности сельскохозяйственного производства.

Таким образом, в сравнительно недалеком будущем электроэнергия будет занимать ведущее место в сельской энергетике, в особенности в стационарных процессах, где она и сейчас практически не имеет конкурентов.

В связи с этим огромное значение имеет ее правильное использование, позволяющее получать наибольшую отдачу на каждый затраченный киловатт-час.

## 8.2. Нормирование и учет электроэнергии

Для рационального использования электроэнергии важное значение имеет нормирование ее расхода, то есть установление норм удельного расхода. При наличии научно обоснованных, прогрессивных норм и соответствующей системе материального вознаграждения за их выполнение и перевыполнение обеспечивается существенная экономия электроэнергии.

Нормы удельного расхода электроэнергии могут быть индивидуальные и групповые. Первые разрабатываются при данном технологическом процессе, на данном типе оборудования и при данном уровне электрификации для конкретного объекта (молочная ферма, теплица, зерноток и т. д.).

Групповая норма разрабатывается как средневзвешенная по целой зоне с учетом технологических и других особенностей каждого объекта.

Групповые нормы потребления электроэнергии в сельскохозяйственном производстве и в жилом секторе разработаны и утверждены, однако в конкретном хозяйстве они должны быть проверены, переработаны и утверждены на определенный период в качестве индивидуальных.

По мере изменения технологического процесса, повышения квалификации персонала, установки более совершенного оборудования нормы должны систематически пересматриваться, это входит в обязанности работников электротехнической службы хозяйства (колхоза, совхоза).

Так, например, удельный годовой расход электроэнергии для крупного рогатого скота (КРС) может быть определен как сумма семи составляющих:

$$W_{\text{уд.крс}} = \sum_{i=1}^7 W_{\text{уд.}i} \quad (8.1)$$

Составляющие, входящие в формулу (8.1), следующие:

$W_{\text{уд.1}} = 126 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{гол.год})$  – освещение, водоснабжение, кормоприготовление, кормораздача, навозоудаление;

$W_{\text{уд.2}} = 293 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{гол.год})$  – доение и первичная переработка молока;

$W_{\text{уд.3}} = 80 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{гол.год})$  – подогрев воды с применением электронагревателей;



$W_{\text{уд.4}} = (585 - 0,075 \cdot N) \cdot k_t$  – электропривод вентиляторов при подогреве воздуха неэлектрическим способом (здесь  $N$  – число дойных коров на ферме);

$k_t = 0,53 \dots 1,34$  – коэффициент, учитывающий климатическую зону, для центральной зоны  $k_t = 1$ ;

$W_{\text{уд.5}} = 70 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{гол.год})$  – облучение телят;

$W_{\text{уд.6}} = (1010 + \frac{36800}{N}) \cdot k_t$  – подогрев вентилируемого воздуха электрокалориферами;

$W_{\text{уд.7}} = (1787 - 0,075 \cdot N + \frac{111200}{N}) \cdot k_t$  – создание полного микроклимата на электроэнергии.

Приведенные выше цифры носят ориентировочный характер. Если в данном объекте какой-либо из процессов не электрифицирован, то расход энергии на него в итог не включается.

Полученные расчетом удельные нормы расхода электроэнергии обязательно должны быть проверены для данного объекта путем замера расхода электроэнергии в нем в течение определенного срока (год, сезон работы) и при условии нормальной эксплуатации объекта.

Совершенно очевидно, что нормирование возможно только при налаженном учете расхода электрической энергии в данном хозяйстве.

Прежде всего, должен быть соответствующим образом налажен учет расхода активной электроэнергии. При этом необходимо различать устройства для коммерческих расчетов с энергосистемой и субабонентами и для контроля расхода энергии по отдельным группам потребителей: фермам, цехам, теплицам, парникам и пр.

Для коммерческих расчетов необходимы трансформаторы тока и напряжения с точностью не менее 0,5%, а для контроля расхода энергии – порядка 1%, так как здесь по счетчикам денежные расчеты не проводятся. В то же время на всех производственных и коммунально-бытовых объектах необходимо устанавливать контрольные счетчики, так как только регулярный учет расхода электроэнергии позволяет организовать ее рациональное использование.

Промышленность выпускает специальные шкафы, предназначенные для наружной установки на линиях напряжением 380 В, оборудованные трансформаторами тока, трехфазными счетчиками активной энергии и устройствами для подогрева их в холодное время года.

Для коммерческих расчетов с энергосистемой на предприятиях, для которых нормируется коэффициент мощности, устанавливают реактивные счетчики. Особенно они необходимы, если у потребителя есть устройства для компенсации реактивной мощности.

Если на предприятии есть собственная электростанция и направление энергии между энергосистемой и потребителем может изменяться, то устанавливают два счетчика, один из которых измеряет энергию в одном направлении, а другой – в обратном. Счетчики снабжают стопорными механизмами, не допускающими их работу при изменении направления электроэнергии. Два счетчика необходимы в связи с тем, что тариф на электроэнергию от системы к потребителю отличается от тарифа при обратном направлении электроэнергии.

В ряде зарубежных стран получил распространение двойной или даже тройной тариф на электроэнергию в зависимости от времени ее потребления: ночью, днем и в период максимума нагрузки системы. Для учета электроэнергии в этих случаях выпускаются специальные счетчики с двумя или тремя измерительными системами. Переключение на соответствующую систему выполняют либо электрические часы, либо высокочастотный сигнал, подаваемый по всей сети.

Расчеты показывают, что такая система была бы выгодна и в условиях сельского электроснабжения, особенно для бытовых потребителей.

### 8.3. Организационно-технические мероприятия

В рациональном использовании электроэнергии существенную роль играет регулирование графиков нагрузки. Как указывалось в главе 1, пропускная способность электрических сетей (проводов, трансформаторов и пр.) определяется максимальной расчетной нагрузкой. Чем больше будет передаваться электроэнергии по этим сетям в течение суток или года, тем больше они будут использованы и тем выше будет экономичность электроснабжения. Следовательно, идеальным графиком для группы электроприемников была бы прямая линия, параллельная оси абсцисс с ординатой  $P_{\max}$ . Тогда потребление электроэнергии за сутки составило бы

$$W_{\max} = P_{\max} \cdot 24. \quad (8.2)$$

В действительности, как это было показано в главе 1, реальный график нагрузки всегда отличается от идеального тем, что большую часть времени нагрузка меньше расчетной и, следовательно, количе-

ство энергии за сутки ( $W$ ) меньше максимально возможного. Полнота графика характеризуется коэффициентом его заполнения

$$k_{\text{зап}} = \frac{W}{W_{\text{max}}}. \quad (8.2)$$

В промышленности коэффициент заполнения графика превышает 0,5. Для сельскохозяйственных предприятий он может быть ниже. Так, для электрифицированной молочной фермы он составляет в зимний день 0,55, в летний – 0,34, а в среднем за год – 0,36.

При рациональной эксплуатации разрабатывается предварительный график работы всех механизмов и оборудования данной фермы, цеха и пр. Этот график составляют технологи совместно с электриками. В соответствии с графиком электроприемники должны включаться в определенные часы суток, чтобы заполнение графика было наиболее полным. Для повышения коэффициента заполнения графика нужно, с одной стороны, как можно меньше электроприемников включать в часы максимума нагрузки, а с другой – по возможности загружать установку в ночные часы. Очень хорошими электроприемниками, могущими выровнять график в ночные часы, являются различные электронагревательные устройства с аккумулярованием тепла (электрические котлы, печи, обогреваемые полы и пр.). В ночные часы они запасают тепловую энергию, а затем позволяют расходовать ее днем.

При существующем тарифе на электроэнергию от энергосистем на производственные нужды сельского хозяйства [1 к/(кВт·ч)] такие нагревательные установки высокорентабельны.

Кроме того, запасая теплоту в своей массе, они обеспечивают работу объекта во время аварийных отключений электроэнергии.

Разработанный и утвержденный график нагрузки для данного объекта находится у руководства, которое систематически контролирует его выполнение.

Необходимо принимать все возможные меры для повышения коэффициента мощности во всех звеньях сельской электрической установки.

Одним из внутрихозяйственных мероприятий является правильный выбор электродвигателей по мощности. Коэффициент мощности недогруженного асинхронного электродвигателя значительно ниже номинального. Поэтому при проектировании установки нельзя

брать повышенные запасы мощности, а также применять двигатели закрытого типа там, где можно использовать открытые.

Для работающих электродвигателей, не встроенных в рабочую машину, замена на меньшие, безусловно, целесообразна, если средняя загрузка их составляет менее 45 % номинальной мощности, и нецелесообразна при загрузке свыше 70 %. В пределах средней загрузки (45...70 %) следует провести технико-экономический расчет и, установив возможное снижение потерь активной энергии, выяснить, покроет ли их стоимость затраты на замену двигателей. Замена двигателей, встроенных в рабочую машину, в большинстве случаев настолько сложна, что оказывается нецелесообразной.

У незагруженных асинхронных двигателей при нагрузке не выше 40 % целесообразно переключать обмотку статора с «треугольника» на «звезду». Это можно делать только у двигателей, которые имеют выводы всех начал и концов фаз обмоток статора (шесть выводов) и у которых обмотка статора соединена в «треугольник».

У многих потребителей продолжительность работы на холостом ходу составляет 50...60% всего времени эксплуатации.

Электродвигатели таких потребителей целесообразно снабжать ограничителями холостого хода. Ограничитель, включают в цепь катушки управления магнитным пускателем, он отключает двигатель при отсутствии нагрузки. При этом потребление энергии двигателем значительно снижается.

При наличии однофазных нагрузок существенное значение имеет равномерное распределение их по фазам, особенно при максимуме нагрузки. Нарушение симметрии приводит к дополнительным потерям энергии и потере напряжения.

Большие дополнительные потери энергии вызывает работа незагруженных трансформаторов. Поэтому при постоянной недогрузке следует заменять их трансформаторами меньшей мощности. Если на подстанции установлены два или более трансформаторов, нужно своевременно отключать часть из них при снижении нагрузки. На обслуживаемых подстанциях отключение трансформатора и его обратное включение при увеличении нагрузки должны происходить автоматически или выполняться вручную, но минимальное число раз (на ночь, на выходной день, на летний период).

#### **8.4. Применение электросберегающих технологий в сельскохозяйственном производстве**

Наибольшая экономия электрической энергии может быть получена при внедрении электросберегающих технологий. Расчеты показывают, что дополнительные затраты, которые при этом обычно требуются, в 2...3 раза меньше, чем затраты на дополнительный расход электроэнергии. Кроме того, сохраняются невозобновляемые энергоресурсы – уголь, жидкое топливо, уран.

В настоящее время ведутся исследования по разработке электросберегающих технологий во всех отраслях народного хозяйства, в том числе в сельском хозяйстве.

В качестве примера можно привести разработанную Всесоюзным институтом электрификации сельского хозяйства опытную установку с применением теплового насоса для теплоснабжения и холодоснабжения молочных ферм. Используя низкопотенциальную теплоту на ферме (вентиляционные выбросы, технологические стоки и пр.), тепловой насос обеспечивает выработку на 1 кВт·ч затраченной энергии до 9500 кДж теплоты и одновременно до 4500 кДж холода.

Применяя теплонаносную установку мощностью 75 кВт, можно обеспечить молочную ферму на 1000 коров горячей водой для пастеризации молока и для санитарно-гигиенических целей, а также ледяной водой для охлаждения молока. В течение года такая установка экономит 350 тыс. кВт·ч электроэнергии и 100 т жидкого топлива. В недалеком будущем установки такого типа должны получить широкое распространение, особенно если снабдить их аккумуляторами — накопителями горячей и ледяной воды. В этом случае они смогут включаться только в ночное время, то есть использовать электроэнергию в период провалов графика электрической нагрузки.

Очень важным является использование возобновляемых и асричных энергетических ресурсов для снижения расхода электроэнергии.

Так, в первую очередь нужно использовать энергию Солнца для тепловых целей. Например, для энергетического технологического процесса сушки зеленого кормового сырья, предусматривающий предварительное провяливание его в июле и последующую досушку на стационарных пунктах с применением низкотемпературных конвейерных установок.

Предварительное провяливание травяной массы в июле уменьшает ее влажность с 78 до 50...60 %. Последующие затраты топлива и

электроэнергии на досушку травы до кондиционной влажности 12...15 % в сушилках сокращаются в 2,5...3 раза по сравнению с сушкой свежескошенной травы в высокотемпературных сушильных установках.

Для обогрева свиноферм можно применять гелиоустановки, состоящие из зачерненных металлических нагревателей, установленных неподвижно и использующих энергию Солнца. Зимой и в облачную погоду теплота, получается, от электрокотла. Расход электроэнергии за год значительно снижается.

Вторичные топливно-энергетические ресурсы представляют собой отходы низкопотенциальной теплоты в различных промышленных предприятиях, на тепловых электростанциях (в том числе атомных), металлургических, химических и других заводах, в населенных пунктах выбросах производственных и бытовых объектов. Они составляют значительную долю от первичных энергоисточников и примерно равны общему объему полезно используемой тепловой энергии.

Особенно перспективно использовать тепловые отходы газокomppressorных станций магистральных газопроводов, число которых быстро увеличивается. Средняя температура отходящих газов на таких станциях составляет 250 °С.

При среднем радиусе зоны транспортирования сырья 15 км возможный объем производства обезвоженных прессованных кормов составляет 18...100 тыс. т/год в зависимости от мощности станции. Экономия условного топлива с учетом его расхода на транспортирование сырья достигает 5,4...35 тыс. т/год.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Будзко И.А., Гессен В.Ю. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: Колос, 1979. – 480 с.
2. Будзко И.А., Левин М.С. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. – М.: Агропромиздат, 1985. – 320 с.
3. Лещинская Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства.– М.: КолосС, 2006. – 368 с.
4. Лещинская Т.Б., Наумов И.В. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: КолосС, 2008. – 656 с.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	3
1. Электрические нагрузки сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов .....	5
1.1. Общие сведения .....	5
1.2. Простейшие вероятностно-статистические модели определения расчетных нагрузок .....	11
1.3. Определение расчетных нагрузок электрических сетей при помощи коэффициентов одновременности .....	15
1.4. Прогнозирование электропотребления и коэффициента роста нагрузок .....	24
1.5. Нагрузки комплексов по промышленному производству сельскохозяйственной продукции .....	28
2. Принципиальные схемы и источники электроснабжения .....	31
2.1. Общая характеристика источников электроснабжения. Использование возобновляемых источников энергии .....	31
2.2. Основные схемы централизованного электроснабжения .....	33
3. Особенности сельских электрических станций .....	38
3.1. Графики нагрузки электрических станций .....	39
3.2. Дизельные электрические станции в качестве основного источника электроснабжения .....	40
3.3. Стационарные и передвижные резервные дизельные электростанции .....	49
3.4. Гидравлические электрические станции .....	54
3.5. Ветроэлектрические станции .....	66
4. Особенности сельских электрических линий и трансформаторных подстанций .....	68
4.1. Общие сведения .....	68
4.2. Схемы соединений районных трансформаторных подстанций .....	69
4.3. Распределительные устройства трансформаторных подстанций .....	72
4.4. Принципиальная электрическая схема подстанции 110/10 кВ .....	77
4.5. Трансформаторные подстанции напряжением 6...10/0,4 кВ .....	80
4.6. Проектирование систем сельского электроснабжения .....	84
5. Схемы распределения электроэнергии и выбор их технико-экономических показателей .....	91



5.1.	Общие сведения .....	91
5.2.	Стоимость воздушных линий и трансформаторных подстанций .....	94
5.3.	Затраты на производство и передачу электрической энергии .....	96
5.4.	Приведенные затраты на воздушные линии. Интервалы экономических нагрузок и экономическая плотность тока .....	103
5.5.	Энергетически целесообразная плотность тока в проводах сельских электрических линий .....	108
5.6.	Приведенные затраты на трансформаторные подстанции .....	114
5.7.	Число питающих подстанции, протяженность питающих и распределительных линий, затраты металла и потери энергии .....	116
5.8.	Приведенные затраты на систему электроснабжения крупного сельскохозяйственного района .....	123
5.9.	Определение экономического радиуса распределительной сети и оценка систем распределения электроэнергии .....	128
5.10.	Определение числа и мощности потребительских подстанций в крупных сельских населенных пунктах .....	132
6.	Надежность электроснабжения сельскохозяйственных потребителей и населенных пунктов .....	138
6.1.	Общие сведения. Показатели надежности электроснабжения .....	139
6.2.	Ущерб от перерывов в электроснабжении сельских потребителей .....	146
6.3.	Технико-экономическое обоснование уровня надежности системы электроснабжения .....	151
6.4.	Автоматическое секционирование с АПВ .....	157
6.5.	Сельские распределительные сети с двухсторонним питанием .....	163
6.6.	Резервные электростанции как средство повышения надежности электроснабжения .....	167
7.	Качество электрической энергии в сельских сетях .....	173
7.1.	Показатели качества электрической энергии .....	173
7.2.	Влияние качества электрической энергии на работу потребителей электроэнергии в сельских районах .....	181
8.	Рациональное использование электроэнергии .....	190
8.1.	Баланс энергетических мощностей в сельском хозяйстве .....	190
8.2.	Нормирование и учет электроэнергии .....	192

8.3.	Организационно-технические мероприятия .....	194
8.4.	Применение электросберегающих технологий в сельскохозяйственном производстве .....	197
	Литература .....	199

**Алферова Тамара Викторовна**  
**Бахмутская Валентина Владимировна**

## **ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ АГРОПРОМЫШЛЕННОГО КОМПЛЕКСА**

**Курс лекций**  
**по одноименной дисциплине для студентов**  
**специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение»,**  
**специализации 1-43 01 03 05 «Электроснабжение**  
**предприятий агропромышленного комплекса»**  
**дневной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку  
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного  
учебно-методического документа 24.02.12.

Пер. № 2Е.  
E-mail: [ic@gstu.by](mailto:ic@gstu.by)  
<http://www.gstu.by>