МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Юго-Западный государственный университет»
(ЮЗГУ)

Кафедра электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ
Проректор
_____ Т.Ю. Ткачева
«_2_» _11_ 2026 г.

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Методические указания к практическим занятиям
для студентов направления подготовки 13.04.02
Электроэнергетика и электротехника

Курск 2026

УДК 621.31

Составители: В.И. Бирюлин, В.И.Ворначева, Д.В. Куделина

Рецензент:
Кандидат технических наук, доцент кафедры
«Электроэнергетика и электротехника» *В.Н. Алябьев*

Диспетчерское управление в системах электроснабжения: методические указания к практическим занятиям / Юго-Зап. гос. ун-т; сост.: В.И.Бирюлин, В.И.Ворначева, Д.В.Куделина. – Курск, 2017. – 24 с.: – Библиогр.: с.24.

Содержат сведения по основам оперативно-диспетчерского управления, определению оптимального распределения активной мощности между электростанциями. Рассматриваются способы проведения оперативных переключений.

Предназначены для направления подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника всех форм обучения.

Текст печатается в авторской редакции

Подписано в печать 2.11 . Формат 60х84 1/16.
Усл.печ.л.1,4. Уч.–изд.л.1,26. Тираж 100 экз. Заказ 459
Бесплатно.
Юго-Западный государственный университет.
305040, г.Курск, ул.50 лет Октября, 94

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1

СУБЪЕКТЫ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Цель работы: *ознакомление с основами оперативно-диспетчерского управления.*

Краткие методические указания

Субъектами оперативно-диспетчерского управления являются:

- системный оператор Единой энергетической системы России (СО ЕЭС) – специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой;
- субъекты оперативно-диспетчерского управления (организации и физические лица) нижестоящего уровня, уполномоченные на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии в пределах зон диспетчерской ответственности соответствующих субъектов оперативно-диспетчерского управления.

Системный оператор ЕЭС России является открытым акционерным обществом. Доля участия Российской Федерации в уставном капитале системного оператора в период реформирования Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России» не может составлять менее чем 52 %.

Субъектами оперативно-диспетчерского управления по иерархии управления после системного оператора ЕЭС России являются:

- региональные диспетчерские управления (РДУ), образованные на базе оперативно-диспетчерских служб энергосистем;

- начальники смен электрических станций;
- оперативно-диспетчерские службы предприятий электрических сетей;
- оперативно-диспетчерские подразделения районов электрических сетей;
- оперативный персонал предприятий потребителей электроэнергии.

Принципиальная схема оперативно-диспетчерского управления представлена на рис.1.



Рисунок 1. Схема оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике

Системный оператор представляет собой верхний уровень системы оперативно-диспетчерского управления и осуществляет:
- обеспечение соблюдения установленных параметров надежности функционирования Единой энергетической системы России и качества электрической энергии;
- управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики;
- участие в организации деятельности по прогнозированию объема производства и потребления в сфере электроэнергетики;
- согласование вывода в ремонт и из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства и энергетических объектов по производству электрической и тепловой энергии, а также ввода их после ремонта и в эксплуатацию;

- выдачу субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии обязательных для исполнения оперативно-диспетчерских команд и распоряжений;

- разработку оптимальных суточных графиков работы электростанций и электрических сетей;

- регулирование частоты электрического тока, обеспечение функционирования системы автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, системной и противоаварийной автоматики.

Специализированные субъекты оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня по отношению к системному оператору осуществляют оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике в пределах зон своей диспетчерской ответственности. В пределах указанных зон они вправе принимать решения в форме обязательных для исполнения субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с оперативно-диспетчерских команд и распоряжений, связанных с осуществлением функций по оперативно-диспетчерскому управлению.

Оперативные диспетчерские команды и распоряжения субъектов оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня обязательны для исполнения субъектами оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня.

Субъекты электроэнергетики вправе не исполнять оперативно-диспетчерские команды и распоряжения, если это создает угрозу жизни людей, сохранности оборудования.

При возникновении аварийных электроэнергетических режимов (режимов, которые характеризуются параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, и ведут к угрозе повреждения оборудования и ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме) действует особый порядок оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, определяемый нормативными документами, правилами и инструкциями.

Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться с заданной преподавателем схемой системы электроснабжения.

2. Определить субъектов оперативно-диспетчерского управления для заданной системы электроснабжения.

3. Составить схему оперативно-диспетчерского управле-ния для заданной системы электроснабжения.

4. Повторить п.1 -3 для другой системы электроснабжения.

Контрольные вопросы

1. Когда действует особый порядок оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике?

2. Что является приоритетом при осуществлении оперативно-диспетчерского управления?

3. Задачи системного оператора.

4. Когда субъекты электроэнергетики вправе не исполнять оперативно-диспетчерские команды и распоряжения?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СПРОСА НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ

Цель работы: *ознакомление с методами определения спроса на электроэнергию в системах электроснабжения.*

Краткие методические указания

К основным методам планирования спроса на электрическую (тепловую) энергию относятся: экономико-статистические методы; методы экспертных оценок; метод прямого счета (нормативный метод); комбинированный подход в применении методов.

Экономико-статистические модели. Метод экстраполяции трендов основан на обработке однородных статистических временных рядов электропотребления за прошедшие периоды с использованием линейной модели (применим для текущего планирования энергопотребления). Модель однофакторной корреляции предполагает определение электропотребления в зависимости от одного из производственных или экономических показателей (экзогенных факторов). Многофакторные корреляционные модели предусматривают определение объема электропотребления в зависимости от нескольких заранее обоснованных экзогенных факторов. Корреляционные методы применяются при краткосрочном и долгосрочном планировании (в последнем случае повышается неопределенность результатов расчета).

Эконометрические модели используют систему регрессионно-корреляционных зависимостей позволяющих учесть большее по сравнению с многофакторной корреляцией числа факторов, влияющих на объем электропотребления.

Метод экспертных оценок. Предполагает определение спроса на электроэнергию группой экспертов, производящих оценки в 2-3 этапа. Задача экспертов состоит в оценке возможного влияния на величину спроса факторов, внешних по отношению к потребителям. Применимы для текущего и

среднесрочного планирования электропотребления при нестабильном спросе.

Нормативный метод планирования электропотребления (метод прямого счета) основан на использовании удельных расходов электроэнергии (плановых норм) на единицу продукции (работы, услуги) или одного жителя и планового объема продукции, услуг, численности населения. Данный метод применим при определении потребности в энергии отдельных потребителей, групп потребителей и регионов. В целях идентификации механизма расчета спроса, потребители группируются в соответствии с классификационными признаками: видам производимой продукции, технологии, объемам и режимам энергопотребления, отраслевым, социальным и географическим признакам.

В основе построения модели планирования потребности региона в электроэнергии лежит деление потребителей по отраслям экономики: промышленность (П), строительство (С), транспорт (Т), сельское хозяйство (СХ), коммунально-бытовое хозяйство (КБХ) и население (Н).

Расчет потребности в электроэнергии производится поэтапно, начиная от определения потребности на производство отдельных видов продукции, отдельных предприятий, одной отрасли предприятий и заканчивая потребностью в целом по региону.

Потребность в электроэнергии промышленного предприятия $Э_{пр.пр}$, кВт·ч/год, определяется:

$$Э_{пр.пр} = \Sigma П_i \cdot э_{нi}, \qquad (1)$$

где $П_i$ – планируемый годовой объем производства i-й продукции;

$э_{нi}$ – норма расхода электроэнергии на производство i-й единицы продукции, кВт·ч/ед.прод.

Потребность в электроэнергии предприятий одной отрасли $Э_{отр.пр}$, кВт·ч/год, определяется

$$Э_{отр.пр} = \Sigma Э^{j}_{пр.пр}, \qquad (2)$$

где $\Sigma Э^{j}_{пр.пр}$ – потребность в электроэнергии j-го промышлен-ного предприятия отрасли.

Потребность в электроэнергии региона $Э_{рег}$, кВт·ч/год, определяется по формуле:

$$Э_{рег} = \Sigma Э^{k}_{отр.пр}\,, \qquad (3)$$

где $\Sigma Э^{k}_{отр.пр}$ – потребность в электроэнергии *k*-й отрасли промышленности региона.

Нормативный метод требует периодического просмотра норм расхода электроэнергии с учетом факторов, влияющих на их изменение. К таким факторам относятся:

- ухудшение качества перерабатываемого сырья;
- изменение номенклатуры и структуры продукции в сторону повышения более электроемких видов продукции;
- повышение степени износа энергопотребляющего оборудования;
- улучшение условий производства (увеличение освещенности производственных помещений, увеличение кратности обмена воздуха системами вентиляции и пр.);
- снижение нагрузки оборудования. Чем меньше степень загрузки оборудования, тем больше в общем электропотреблении доля расхода электроэнергии на холостой ход, что увеличивает расход электроэнергии в целом;

К числу факторов снижающих нормы расхода электроэнергии, относятся:

- увеличение единичной мощности энергопотребляющего оборудования;
- повышение КПД энергопотребляющих установок;
- снижение потерь электроэнергии в электрических сетях потребителей;
- переход на энергосберегающие технологии.

Аналогично планированию энергопотребления в промышленности определяется потребность в электроэнергии на транспорте, в сельском хозяйстве и коммунально-бытовом секторе.

Планирование потребности населения в электроэнергии $Э_{нас}$, кВт·ч/год, производится по нормам расхода электроэнергии на одного жителя и численности жителей в районе:

$$Э_{нас} = H \cdot э_{нi}\,, \qquad (4)$$

где H – численность жителей в районе, чел;

$э_{нi}$ – норма расхода электроэнергии на одного жителя, кВт·ч/чел·год.

Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться с заданной преподавателем схемой системы электроснабжения.
2. Определить объекты, потребляющие электроэнергию.
3. Подготовить исходные данные для расчетов потребности в электроэнергии.
4. Выполнить расчет потребности в электроэнергии.

Контрольные вопросы

1. Когда применяется метод экспертных оценок для расчетов потребности в электроэнергии?
2. Преимущества эконометрических моделей для расчетов потребности в электроэнергии?
3. Когда применяется нормативный метод для расчетов потребности в электроэнергии?
4. Какие факторы снижают нормы расхода электроэнергии?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Цель работы: *ознакомление с методами определения показателей электростанций в системах электроснабжения.*

Краткие методические указания

Методические основы расчета производственных показателей, в т.ч. производства, передачи, распределения и сбыта электроэнергии и тепла, используемые в задачах планирования и учета представлены ниже.

1. Показатели производственной мощности электростанций.

Наряду с показателями установленной, располагаемой и рабочей мощности электростанций и генерирующих компаний в расчетах используются показатели мощности, характерные для определенной точки сети:

- мощность в точке раздела генерации и передачи, т.е. мощность, передаваемая с шин электростанций в сеть $P_{ш.ст}$, кВт, данная мощность меньше установленной или рабочей мощности на величину расхода мощности на собственные нужды электростанций:

$$P_{ш.ст} = P_{у} - P_{сн} = P_{у} - K_{сн} \cdot P_{сн}\ , \qquad (1)$$

где $P_{у}$ – установленная мощность электростанции, кВт;

$P_{сн}$ – мощность, расходуемая на собственные нужды электростанции, кВт

$K_{сн}$ - коэффициент использования мощности для собственных нужд;

- мощность в точке раздела сетей энергетической компании сетей потребителей или мощность, преданная на шины потребителей $P_{ш.потр}$, кВт, которая меньше мощности, переданной с шин станции в сеть, на величину потерь мощности при передаче, $P_{пот.}$, кВт:

$$P_{ш.потр} = P_{ш.ст} - P_{пот.} = P_{ш.ст} - K_{пот.} \cdot P_{ш.ст}\ , \qquad (2)$$

$K_{пот.}$ - коэффициент потерь при передаче энергии по сетям.

2. Показатели выработки и отпуска электроэнергии.

Выработка электроэнергии электростанциями за отчетный период определяется по разности показаний счетчиков на конец и начало отчетного периода, установленных на клеммах генераторов.

Определение выработки электроэнергии $Э_{вып.}$ в технико-экономических расчетах производится:

- на основе суммарной потребности в электроэнергии потребителей, $Э_{ш.потр.}$, кВт·час :

$$Э_{вып} = Э_{ш.потр.}/((1- K_{пот.})\cdot(1 - K_{с.н.})); \quad (3)$$

- на основе числа часов использования $T_и$ установленной мощности:

$$Э_{вып} = T_и \cdot P_у . \quad (4)$$

3. Показатели расхода топлива.

В плановых и проектных расчетах годовой расход топлива на электростанциях рассчитывается с использованием нормативных удельных расходов топлива.

Расход топлива на производство электроэнергии на КЭС $B_{КЭС}$, кг у.т./ кВт·час, равен:

$$B_{КЭС} = b_{норм}^{КЭС} \cdot Э_{ш.ст}^{КЭС}, \quad (5)$$

где $Э_{ш.ст}^{КЭС}$ – электроэнергия, переданная с шин КЭС в сеть, кВт·час/год;

$b_{норм}^{КЭС}$ – нормативный удельный расход топлива на переданный с шин КЭС в сеть, кг у.т. /кВт·час.

Наряду с расходами топлива за период (год, квартал, месяц) в технико-экономических расчетах используются показатели удельных расходов топлива. Удельный расход топлива на выработанный кВт·час электроэнергии характеризует количество условного топлива, израсходованного на выработку киловатт-часа электроэнергии.

В технико-экономических расчетах, при неизвестном годовом расходе топлива, удельные расходы топлива на кВтч определяются исходя из удельного расхода топлива на производство электроэнергии в идеальном цикле производства электроэнергии и КПД электростанции (равном 100%).

Электроэнергетика – топливоемкая отрасль. В себестоимости электроэнергии и тепла затраты на топливо составляют 60-70%, поэтому снижение удельных расходов топлива – одна из самых актуальных задач энергетиков, решаемая как на стадии проектирования энергетических блоков, так и в процессе их эксплуатации.

Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться с заданной преподавателем схемой системы электроснабжения.
2. Определить электростанции, генерирующие электроэнергию.
3. Подготовить исходные данные для расчетов показателей электростанций.
4. Выполнить расчет показателей электростанций.

Контрольные вопросы

1. Что учитывает коэффициент использования мощности для собственных нужд?
2. Как определяется выработка электроэнергии электростанциями за отчетный период?
3. Как учитывается в плановых и проектных расчетах годовой расход топлива?
4. Какие факторы снижают нормы расхода электроэнергии?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ МЕЖДУ ТЕПЛОВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ МЕТОДОМ НЕОПРЕДЕЛЕННЫХ МНОЖИТЕЛЕЙ ЛАГРАНЖА

Цель работы: *ознакомление с порядком расчета оптимального значения активной мощности между электростанциями методом неопределенных множителей Лагранжа.*

Краткие методические указания

Оптимальное управление нормальными режимами работы электростанций в системах электроснабжения заключается в том, чтобы за рассматриваемый период времени обеспечить надежное электроснабжение потребителя электрической энергией требуемого качества (т. е. при соблюдении требуемых ограничений) при минимальных возможных эксплуатационных затратах за рассматриваемый отрезок времени.

Оптимизация режимов соответствует требованиям достижения наибольшего хозяйственного эффекта (т. е. минимума эксплуатационных затрат) и проводится по критерию минимума расхода условного топлива при учете ограничений по использованию отдельных видов топлива.

При разработке математического обеспечения предусматривается возможность использования двух критериев оптимальности режимов: минимума расхода условного топлива и минимума затрат на топливо.

Оптимизация режимов в соответствии со структурой и принципами оперативно-диспетчерского управления энергосистемами осуществляется на различных временных и территориальных уровнях. При оптимизации текущего режима предполагается, что параметры этого режима в течение рассматриваемого отрезка времени, например часа, постоянны.

Оптимизация режима энергосистем по активной мощности тепловых электростанций, или распределение активных мощностей

между тепловыми станциями, позволяет найти активные мощности станций, соответствующие минимуму суммарного расхода условного топлива (стоимости) на тепловых электрических станциях с приближенным учетом потерь в сети при заданных нагрузках потребителей. Если не учитывать ограничения-неравенства на активные мощности станций и линий, то в математической постановке — это задача на условный экстремум, решаемая методом Лагранжа.

Оптимальный режим соответствует минимуму эксплуатационных затрат на производство электроэнергии в текущий момент времени. Переменная часть эксплуатационных затрат (издержек на производство электроэнергии)—это суммарный расход условного топлива на станциях энергосистемы или суммарные затраты на топливо.

Оптимальный режим соответствует не только минимальному суммарному, но и минимальному удельному расходу топлива на полезно отпущенный 1 кВт-ч.

Каждая *k*-я станция в энергосистеме характеризуется расходом топлива в единицу времени, зависящим от значения генерируемой активной мощности $B_k(P_k)$. Эта зависимость называется обычно расходной характеристикой тепловой электростанции.

Будем считать, что расход топлива и затраты на топливо *k*-й станции явно зависят только от активной генерируемой мощности этой станции, а от остальных параметров — лишь постольку, поскольку они влияют на активную генерируемую мощность станции. Оптимальным будем считать режим, обеспечивающий минимум суммарных издержек *И* на топливо в энергосистеме:

$$И = \sum_{k=1}^{m} И_k(P_{гk}) = \sum_{k=1}^{m} Ц_k B_k(P_{гk}), \qquad (1)$$

где $Ц_k$ - цена условного топлива в *k*-й станции

B_k - часовой расход условного топлива;

$B_k(P_k)$ - расходная характеристика *k*-й станции.

Задача заключается в нахождении мощностей энергообъектов (электростанций или генераторных групп) $P_{гk}$, реализующих минимум функции (1) при условии, что все переменные $P_{гk}$ должны удовлетворять уравнению баланса *P*.

В простейшей форме в качестве уравнений режима баланс активной мощности в системе учитывается в следующем виде:

$$\sum_{k=1}^{m} P_{гk} - \sum_{k=1}^{n} P_{нk} - \Delta P_{\Sigma} = 0, \qquad (2)$$

где $P_г$ - генерируемая мощность k-й станции;

$P_н$ - потребляемая мощность k-й нагрузки;

ΔP_{Σ} - суммарные потери активной мощности в системе электроснабжения.

Функция Лагранжа для (1) с учетом (2) имеет следующий вид:

$$F = \sum_{k=1}^{m} И_k(P_{гk}) + \lambda(\sum_{k=1}^{m} P_{гk} - \sum_{k=1}^{n} P_н k - \Delta P_{\Sigma}),$$

где λ - множитель Лагранжа.

Условие оптимальности состоит в равенстве нулю частных производных функции Лагранжа по $P_{гk}$ и λ.

Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться с заданной преподавателем схемой системы электроснабжения.
2. Подготовить исходные данные для расчета.
3. Составить функцию Лагранжа.
4. Найти оптимальное решение.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют виды задач оптимизации режимов электроэнергетических систем?
2. Какой режим называется оптимальным?
3. Как решается задача оптимизации распределения Р между электростанциями без учета ограничений-неравенств?
4. Как определяется условие оптимальности?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ МЕЖДУ ТЕПЛОВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ МЕТОДОМ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ

Цель работы: *ознакомление с порядком расчета оптимального значения активной мощности между электростанциями методом относительных приростов.*

Краткие методические указания

Для распределения электрической нагрузки электростанции между параллельно работающими тепловыми электростанциями спользуется «метод относительных приростов», который заключается в первоочередной загрузке наиболее экономичных агрегатов, что определяется минимальной величиной относительных приростов их расходных характеристик.

Иными словами, распределение нагрузки ведется в последовательности возрастания величин относительных приростов расходных характеристик параллельно работающих агрегатов.

Влияние холостых расходов агрегатов при этом не учитывается, так как эти величины при их параллельной работе остаются постоянными при любом варианте распределения нагрузки между ними и, следовательно, не влияют на экономичность вариантов.

Условие оптимальности режима, обеспечивающего минимум суммарных издержек $И$ на топливо в энергосистеме:

$$И = \sum_{k=1}^{m} И_k(P_{гk}) = \sum_{k=1}^{m} Ц_k B_k(P_{гk}), \qquad (1)$$

где $Ц_k$ - цена условного топлива в k-й станции

B_k - часовой расход условного топлива;

$B_k(P_{гk})$ - расходная характеристика k-й станции.

Частная производная $dИ/dP_k$ называется относительным приростом стоимости топлива и обозначается e_k.

Алгоритм расчета распределения активной нагрузки с использованием относительных приростов.

1. Задается исходное приближение вектора активных генерируемых мощностей всех узлов, кроме балансирующего.

2. Рассчитываем установившийся режим и определяем мощность балансирующего узла $P_н$.

3. Определяем по характеристикам относительных приростов стоимости топлива всех станций, включая балансирующую, значения относительных приростов e_k , которые соответствуют значениям мощностей $P_{гk}$.

4. Определяем относительные приросты потерь.

5. Проверяем, для всех ли станций соблюдается условие:

$$\left| e_k - \frac{e_k}{1-\sigma_k} \right| < \xi, \qquad (2)$$

где σ_k - частная производная потерь по мощностям станций;

ξ - заданная точность расчетов.

Если это условие выполняется, то расчет заканчивается, если нет, то выполняется следующий шаг.

6. Для каждой станции принимаем:

$$e_k = e_б (1 - \sigma_k) . \qquad (3)$$

7. По характеристикам относительных приростов устанавливается мощность k-й станции, которой соответствует e_k для всех k = 1,2, ... m-1.

Далее расчет повторяется, начиная п.2 и продолжается до тех пор, пока условие (3) не окажется выполненным для всех m-1 станций.

Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться с заданной преподавателем схемой системы электроснабжения.

2. Подготовить исходные данные для расчета.

3. Разработать расчетную модель.

4. Найти оптимальное решение.

Контрольные вопросы

1. Как задается начальное приближение?

2. Какой режим называется оптимальным?

3. Как решается задача оптимизации распределения активной нагрузки между электростанциями с учетом потерь мощности в сети?

4. Как определяется условие оптимальности с учетом потерь мощности в сети?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6

ОПРЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Цель работы: *ознакомление с типовыми действия при производстве оперативных переключений в электроустановках.*

Краткие методические указания

Оперативное состояние электрического оборудования (генераторов, трансформаторов, синхронных компенсаторов, коммутационных аппаратов, сборных шин, токоведущих частей, линий электропередачи и пр.) определяется положением коммутационных аппаратов, с помощью которых оно отключается или включается под напряжение и вводится в работу.

Оборудование считается находящимся в работе, если коммутационные аппараты в его цепи включены и образована или может быть автоматически образована замкнутая электрическая цепь между источником питания и приемником электроэнергии.

Вентильные разрядники, конденсаторы связи, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжения и другое оборудование, жестко (без разъединителей) подключенные к источнику питания и находящиеся под напряжением, считаются находящимися в работе.

Оборудование считается находящимся в автоматическом резерве, если оно отключено только выключателями или отделителями, имеющими автоматический привод на включение, и может быть введено в работу действием автоматических устройств.

Оборудование считается находящимся под напряжением, если оно подключено коммутационными аппаратами к одному источнику напряжения (силовой трансформатор на холостом ходу, линия электропередачи, включенная со стороны питающей ее подстанции и т.д.).

Оборудование считается находящимся в резерве, если оно отключено коммутационными аппаратами и возможно включение его в работу с помощью этих коммутационных аппаратов.

Оборудование считается находящимся в ремонте, если оно

отключено коммутационными аппаратами, снятыми предохранителями или расшиновано, заземлено и подготовлено в соответствии с требованиями правил безопасности к производству ремонтных работ.

Распоряжение о переключении диспетчер отдает, как правило, непосредственно оперативному руководителю нижестоящего уровня управления. Принимающий распоряжение о переключении повторяет текст отдающему распоряжение и записывает его в оперативный журнал.

Сложные переключения, а также все переключения (кроме одиночных) на электроустановках, не оборудованных блокировочными устройствами или имеющих неисправные блокировочные устройства, выполняются по программам, бланкам переключений.

К сложным относятся переключения, требующие строгой последовательности операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями и устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики. При выполнении указанной в программах, бланках переключений последовательности операций обеспечивается безопасность оперативного и ремонтного персонала и предотвращается возникновение или развитие нарушения в работе электроустановки.

Отключение и включение под напряжение и в работу присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, производится выключателем и, как правило, дистанционно. При этом ключ управления (кнопка) выключателя удерживается в положении «Отключить» или «Включить» до момента срабатывания сигнализации, указывающей на окончание операции (загорание соответствующей сигнальной лампы, окончание мигания сигнальной лампы в ключе управления и пр.).

В случае отказа в отключении при дистанционном управлении выключателя не допускается его отключение воздействием на кнопку местного управления, защелку привода или сердечник отключающего электромагнита (во избежание несчастного случая). Для вывода выключателя в ремонт в этом случае обесточивается соответствующая секция или участок электроустановки. Отключение такого выключателя по месту допустимо лишь при настоятельной необходимости, например, для снятия напряжения с пострадавшего, если нет других вариантов.

Включение масляных выключателей 6 - 10 кВ в распределительных устройствах, не имеющих сплошной защитной тенки, производится дистанционно или с помощью выносных пультов.

При выполнении операций с разъединителями и отделителями ненагруженных трансформаторов, линий электропередачи, сборных шин и присоединений соблюдается следующее:

а) на присоединениях 35 - 220 кВ, имеющих в одной цепи отделители и разъединители, отключение намагничивающих токов трансформаторов и зарядных токов линий выполняется дистанционно отделителями, а включение - разъединителями при предварительно включенных отделителях.

Перед отключением намагничивающего тока трансформатора его РПН рекомендуется устанавливать в положение, соответствующее номинальному напряжению. Переключатель вольтодобавочного трансформатора (последовательного регулировочного трансформатора) рекомендуется устанавливать в положение, соответствующее нулевому значению добавочной ЭДС;

б) отключение и включение намагничивающих токов силовых трансформаторов 110 - 220 кВ, имеющих неполную изоляцию нейтрали и работающих с разземленной нейтралью, независимо от наличия защиты разрядником выполняются после предварительного заземления их нейтрали разъединителем нейтрали или через токоограничивающий реактор (или резистор);

в) отключение и включение ненагруженных трансформаторов, нейтрали которых подключен дугогасящий реактор, во избежание появления перенапряжений выполняются после отключения дугогасящего реактора;

г) пофазное отключение ненагруженного трансформатора производится в порядке, определенном инструкциями;

д) перед включением разъединителя нейтрали 110 кВ и выше проверяется отсутствие напряжения на выводе нейтрали трансформатора (указателем напряжения соответствующего класса). При неполнофазном режиме (обрыв фазы) заземляющий нож трансформатора включать не допускается.

Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться с заданной преподавателем схемой системы электроснабжения.

2. Подготовить исходные данные для разработки порядка проведения оперативных переключений выбранного участка схемы.

3. Разработать порядок проведения оперативных переключений.

4. Повторить п.1-3 для другого участка схемы.

Контрольные вопросы

1. Какое оборудование считается находящимся в работе?

2. Какое оборудование считается находящимся в ремонте?

3. Когда оперативному персоналу разрешается самостоятельно выполнять переключения оборудования?

4. Кому диспетчер отдает распоряжение о ереключении?

Список использованных источников

1. Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Электронный ресурс] : учебник / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин, В. А. Яшков. - М.|Берлин : Директ-Медиа, 2014. - 337 с.

2. Электропитающие системы и электрические сети [Текст] : учебное пособие / Н. В. Хорошилов [и др.]. - 2-е изд., перераб. и доп. - Старый Оскол : ТНТ, 2013. - 352 с.

3. Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем: учебник [Электронный ресурс] / Т.А. Филиппова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – 294с. Режим доступа - URL: https://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red& book_id=435976.