

Министерство нефтяной промышленности

**УКАЗАНИЯ
ПО РАСЧЕТУ И РЕГУЛИРОВАНИЮ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК
И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ
ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

РД 39-0147323-803—89-Р

1989

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДЕН
заместителем министра,
начальником Гипротюменнефтегаза
В. И. Грайфером
14 декабря 1988 г.

УКАЗАНИЯ
ПО РАСЧЕТУ И РЕГУЛИРОВАНИЮ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК
И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ
ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РД 39-0147323-803—89-Р

Настоящий документ разработан
Государственным научно-исследовательским
и проектным институтом нефтяной и газовой
промышленности им. В. И. Муравленко
(Гипротюменнефтегазом)

Директор

Ю. А. Лукашкін

ОТВЕТСТВЕННЫЕ ИСПОЛНИТЕЛИ:

Зам. главного инженера, к. т. н.

Ю. Б. Новоселов

Зав. научно-исследовательским
отделом электроснабжения
и электрооборудования, к. т. н.

В. П. Фрайштетер

Зав. сектором электрических
нагрузок, к. т. н.

Р. А. Кудряшов

Зав. сектором энергетических
режимов

И. А. Ниссенбаум

Главный специалист
по стандартизации

С. М. Петрушенко

Главный энергетик
Гипротюменнефтегаза

В. С. Мякинин

Указания по расчету и регулированию электрических нагрузок и электродетр блоков предприятия наенной промышленности содержат рукоходящие материалы и методическую информацию по расчету электрических нагрузок и электропотребления, регулированию суточного графика электрических нагрузок, компенсации реактивной мощности, расчету устойчивости нагрузки в пусковых и переходных режимах.

В директивной части изложены основные положения общесоюзных нормативных и инструктивных материалов, регламентирующих взаимоотношения энергосистемы и потребителей в области потребления электроэнергии.

Настоящий Руководящий документ разработан отделом электроснабжения и электрооборудования Гипротюменнефтегаза при участии отдела главного энергетика Главтюменнефтегаза.

Разработчики: к.т.н. Р.А.Кудряшов, инженеры А.А.Буторин, И.Л.Ниссенбаум.

В работе над документом принимали участие инженеры С.А.Ерлаев и А.А.Казымин.

Под общей редакцией кандидатов технических наук Ю.Б.Новоселова и В.П.Фрайштетера, главного энергетика Главтюменнефтегаза В.С.Ильинина.

(с)

Государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной и газовой промышленности имени В.Г.Гуревича (Гипротюменнефтегаз), 1989 г.

Руководящий документ

УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ И РЕГУЛИРОВАНИЮ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ
ПРЕДПРИЯТИЙ ПЕРВОЙ ИЕВОЛЮЦИИ

РД 39-01 47323-803-89-Р

Вводится впервые

Приказом по Гипропромнефтогазу от 2 февраля 1989 г. № 58
срок действия установлен с 01.09.1989 г. до 01.09.1992 г.

Настоящие Указания предназначены для проектных организаций и энергетических служб предприятий Гипропромнефтогаза.

Указания содержит нормативные требования и методические рекомендации по расчету электрических нагрузок, электропотребления предприятий нефтяной промышленности, регулированию режимов электроподключения, расчету устойчивости и генеров крупных электродвигателей, максимальной реактивной мощности.

Указания распространяются на технологические объекты нефтяных месторождений, получающие питание от источников электрической энергии распределенной опорной системой.

Указания не распространяются на технологические объекты трубопроводы нефти по магистральным нефтепроводам и переработки полученного нефтяного газа, однако могут быть использованы соответствующими предприятиями и проектными организациями в качестве справочных сведений.

I. ДИРЕКТИВНАЯ ЧАСТЬ

I.I. Общие положения

I.I.1. Взаимоотношения энергосистемы с потребителями электроэнергии регламентируются рядом директивных, нормативных и инструктивных документов и материалов и в первую очередь - "Правилами пользования электрической и тепловой энергией".

I.I.2. Пользование электрической энергией допускается на основании договора, заключенного между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом), установки которого непосредственно присоединены к сетям энергоснабжающей организации. Такой потребитель является основным потребителем энергоснабжающей организации. К договору прилагается акт разграничения балансовой принадлежности электросетей и эксплуатационной ответственности сторон. Договоры на пользование электрической энергией заключаются в соответствии с типовыми договорами. Потребители, питающиеся от сетей основного потребителя, называются субабонентами.

I.I.3. Координация взаимоотношений между энергосистемой и потребителями осуществляется предприятиями Энергонадзора.

I.2. Основные определения

I.2.1. Потребитель электроэнергии - предприятие, организация, учреждение, территориально обособленный цех, площадка, строения и т.п., присоединенные к электросетям энергоснабжающей организации и использующие энергию с помощью имеющихся приемников электрической энергии.

I.2.2. Абонент энергоснабжающей организации - потребитель, непосредственно присоединенный к электросетям энергоснабжающей организацией, имеющий с ней границу балансовой принадлежности электросетей, права и условия пользования электрической энергией которых

обусловлены договором между энергоснабжающей организацией и потребителем или его вышеупомянутой организацией.

1.2.3. Договорная величина потребления электрической энергии – согласование в договоре между энергоснабжающей организацией и потребителем количества электроэнергии.

1.2.4. Договорная величина потребляемой мощности – согласование в договоре между энергоснабжающей организацией и потребителем максимальной трицептивной нагрузки потребителя в часы контроля, установленные договором.

1.2.5. Расчетный период – период времени, за который должны быть учтены и оплачены все начисленные электроэнергия и мощность.

1.2.6. Порыв в электроснабжении – факт одновременного полного прекращения подачи напряжения потребителю по всем точкам расчетного (комерческого) учета, пропускограничного договором. Время порыва в электроснабжении считается с момента исчезновения изображения во всем точках учета до появления напряжения хотя бы в одной точке учета.

1.2.7. Отключение электроэнергии – прекращение подачи напряжения на одну или несколько точек расчетного (комерческого) учета.

1.2.8. Ограничение – снижение потребления электроэнергии у потребителей вследствие предусмотренных в договоре мероприятий.

1.2.9. Нестачающая электроэнергия – количество электроэнергии, которое не получено потребителем за время перерыва электроснабжения, рассчитанное в соответствии с действующей методикой за расчетный период.

I.2.IC. Недоотпущеная электроэнергия – количество электроэнергии, недоданное потребителю против договорной вследствие отключений и ограничений, рассчитанное по действующей методике за расчетный период.

I.2.II. Недопользованная электроэнергия – количество электроэнергии, равное разнице между договорной и фактически полученной величиной вследствие снижения потребления.

I.3. Основные положения о прямом договоре

I.3.1. Договор на пользование электроэнергией заключается на 5 лет.

Исходными данными для установления договорных величин являются производственная программа выпуска продукции (работ, услуг) потребителя и нормы электропотребления на каждый вид продукции с учетом плана внедрения энергосберегающих технологий и предписанных органами Госэнергонадзора мероприятий по экономии электрической энергии.

I.3.2. При заключении договоров энергосистема исходит из предельного уровня электроэнергии и мощности, задаваемого ей для собственного потребления.

I.3.3. Определение договорных объемов электропотребления является основой для планирования балансов электроэнергии на всех уровнях, включая Госплан СССР.

I.3.4. Расчетным периодом потребления электрической энергии и мощности является I месяц.

I.3.5. Предложения по уточнению и изменению величин потребления электрической энергии и мощности, установленных договором.

могут вноситься сторонами не позднее чем за 10 дней до наступления очередного расчетного периода.

1.3.6. Ставки в соответствии с постановлением Совета Министров СССР от 30.08.88 г. № 929 вступают в действие при отклонениях, как правило, более $\pm 2\%$ договорных величин потребления электрической энергии и мощности.

1.3.7. С потребителями, имеющими автоматизированный учет, суматоры или счетчики с указанным максимумом, энергоснабжающая организация может по договоренности устанавливать более широкие пределы отклонения от договорных величин.

1.3.8. На стадии формирования договорных величин потребления электрической энергии и мощности органы Госэнергонадзора вносят предложение по изменению договорных величин, исходя из выявленных фактов нерационального использования электрической энергии на данном предприятии.

1.3.9. В целях стимулирования соблюдения режима потребления и энергосбережения применяются скидки и надбавки к тарифу.

При превышении договорных эпичений:

электроэнергии - надбавка к тарифу на величину, равную топливной составляющей себестоимости электроэнергии. Величина топливной составляющей определяется в договоре;

мощности - надбавка к тарифу, равная прейскурантной цене с коэффициентом К=0,3, на величину превышения.

1.3.10. При недопользовании договорной величины энергии потребитель оплачивает квоту энергосистеме, равную оплате недопользованной электроэнергии по тарифу, уменьшенному на величину топливной составляющей себестоимости 1 кВт·ч; остальная часть сэкономленной за недопользованную электроэнергию остается у потребителя.

I.3.11. Потребители, участвующие в управляемой нагрузкой и сформированной в договоре, оплачивают потребленную мощность за этот расчетный период со скидкой с тарифа, пропорциональной средней нагрузки в часы максимума энергосистемы, выраженной в процентах.

Для указанных потребителей обязательно наличие автоматизированного учета, сумматоров, счетчиков с укладкой максимума.

I.3.12. В соответствии с постановлением Совета Министров СССР от 30.07.88 г. № 929 "Об упорядочении системы экономических (юридических) санкций, применяемых к предприятиям, объединениям и организациям":

1) энергоснабжающие организации уличивают потребителям:

в случаях перерывов в энергоснабжении по их вине - штраф в размере десятикратной стоимости неотпущеной электрической и пятикратной стоимости неотпущеной тепловой энергии;

в случае подачи энергии пониженного качества (с отклонениями от установленных параметров сверх допускаемых пределов) - штраф в размере 25% стоимости этой энергии;

2) потребители энергии уплачивают энергоснабжающим организациям десятикратную стоимость электрической энергии и электрической мощности и пятикратную стоимость тепловой энергии, израсходованных сверх количества, предусмотренного на соответствующий период договором.

I.4. Расчеты за электропотребление

I.4.1. В соответствии с прейскурантом № 09-01 одноставочный тариф состоит только из платы за 1 кВт·ч отпущеной потребителю активной электрической энергии, учтённой расчетным счетчиком.

по одноставочным тарифам электрическую энергию оплачивают следующие группы потребителей:

1) производство и приравненное к нему потребление с присоединенной мощностью до 750 кВт.А;

2) производство и приравненное к нему потребление, расходующее электрическую энергию на освещение и прочие нужды в доме и помещении, не связанные с производством (жилые постройки, отдельные здания дома, обходища, гостиницы, кинотеатры, клубы, библиотеки, поликлиники, магазины, столовые и т.п.).

1.4.2. По двухставочному тарифу рассчитывается производство и приравненное к нему потребление с присоединенной мощностью 750 кВт.А и выше.

При расчетах по ставке производитель платит, как правило, присоединенную мощность выше 750 кВт.А. Поэтому расчеты за пользование электроресурсом производятся по двухставочному тарифу, состоящему из годовой платы за I кВт, заявленной (абонированной) потребителям максимальной мощности, участвующей в максимальной нагрузке энергосистемы (основная ставка), и платы за I кВт.Ч отпущенной потребителем активной электрической энергией (дополнительная ставка).

1.4.3. Заявленная мощность - это абонированная потребительским (обновляемым) наибольшая полновесная электрическая мощность, соединенная с первичной максимальной нагрузкой энергосистемы, используемая по производственным нуждам, высочая мощность субабонентов двухставочного тарифа.

1.4.4. Если абонент, рассчитывающийся за электроресурс по двухставочному тарифу, отпускает часть энергии субабонентам по одноставочным тарифам, он платит энергоснабжающей организацией

и подсчиты, используя из заявленные нагрузки этих субабонентов, участвующий в транзите нагрузки энергосистемы.

1.4.5. При отсутствии электросчетчиков, конструкции которых не предусматривают установку субабонентов, их фактическая нагрузка должна определяться на основе суточных графиков нагрузки за характеристичную первую годину и фиксироваться в договоре абонента с энергоснабжающей организацией.

1.4.6. Часы максимума нагрузки энергосистемы устанавливаются энергоснабжающей организацией по кварталам в соответствии с режимом ее нагрузки и фиксируются в договоре на пользование электрической энергией.

1.4.7. Плата за I кВт·ч установлена за отсутствующего потребителя окончную электрическую энергию, учтенную расчетами счетчиком на стороне первичного напряжения головного абонентского трансформатора.

1.4.8. Граница раздела сегей потребителей к энергосистемы проходит на предприятиях нефти и газа промышленности на ПП IIО (220)/35 кВ с установкой приборов учета потребления электроэнергии на стороне IIО (220) кВ.

1.4.9. Если счетчик установлен на стороне вторичного напряжения, т.е. после головного абонентского трансформатора, то устанавливается в преобразователе платы за I кВт·ч отдающей потребителю электрической энергии умножается на коэффициент 1,025.

1.4.10. Заявленная потребителем мощность, участвующая в максимуме активной нагрузки энергосистемы $P_{\text{ак}}$, фиксируется пожартильно в договоре и периодически контролируется энергоснабжающей организацией по фактическому получасовому максимуму активной нагрузки $P_{\text{ак}}$ потребителя, определяемому по пожаренным специальных измерений узла.

I.4.11. При отсутствии приборов учета, физически не имеющих датчиков нагрузки, периодический контроль за фактической максимальной мощностью потребителя за расчетом нормы может осуществляться по полугодовым землемерной обмерах рабочих электросчетчиков.

I.4.12. При пасечных трансформаторах единиц за расчетом нагрузки применяется соизмеримая полугодовая максимальная нагрузка потребителя в часы суток с максимальной нагрузкой опорного трансформатора.

I.4.13. Потребитель определяется величинами R_m и R потребителя в часы максимальной нагрузки опорного трансформатора в рабочем зоне 2.

I.4.14. Ограничение максимальной мощности по дому (право на право) не может быть больше суммы максимальной по времени с предшествующей в дому для землемерной (электрической) землемеры без полученных от опорного трансформатора в том же часу соответствующим разрешением.

I.4.15. Если фактическая нагрузка потребителя в часы максимальной нагрузки опорного трансформатора будет выше установленной договором, услуги производятся по значению нагрузки, обусловленному договором.

I.4.16. Регуляторы-регуляторы генератора нагрузки, не участвующие в суточных максимальных нагрузках опорного трансформатора и работающие по тракту, согласованному с опорноизолющей организацией, оплачивающей электроэнергию только по дополнительной ставке двухставочного тарифа.

Часы и режимы работы электроустановок потребителя регулируемой нагрузки указываются в договоре.

I.4.17. Для Жиленъцерго первая ставка двухставочного тарифа составляет 39 руб. за 1 кВт в год, а вторая ставка - 0,011 руб. за 1 кВт.ч потребленной энергии.

I.5. Скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей

I.5.1. При расчетах с промышленными и промзандаими к ним потребителями, согласно приказу министерства энергетики и промышленности СССР № 09-01, применяются скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей.

I.5.2. Для потребителей с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше при определении скидок и надбавок за основу принимается наибольшая реактивная мощность, передаваемая из сетей энергосистем в течение получаса в период максимума активной нагрузки энергосистемы Q_{31} , и средняя реактивная мощность, передаваемая из сети или генерируемая в сеть энергосистем за период наименьшей нагрузки Q_{32} , определенные за расчетный период (квартал) по показаниям приборов учета.

I.5.3. Периоды наибольших и наименьших активных нагрузок энергосистемы (шиковые и ночные зоны) устанавливаются энергоснабжающей организацией и фиксируются в договоре на пользование электрической энергией.

I.5.4. Суммарная скидка или надбавка к тарифу на электрическую энергию для потребителей с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше состоит из двух составляющих:

I) надбавки к тарифу за повышенное потребление реактивной мощности $Q_{\text{рф}}$ по сравнению с заданными энергоснабжающей организацией;

при оптимальной заготовке. Эта в часы максимальной активной нагрузки энергосистемы.

Приблизко к тарифу H_1 , т.е. за пределами изображенных расчетных мощностей по сравнению с заданными оптимальными значениями определяется по формуле

$$H_1 = 30 \cdot \frac{Q_{\varphi_1} - Q_{\varphi_2}}{P_{\varphi}}, \quad (1)$$

где P_{φ} - фактическое значение максимальной полужесткой активной мощности потребителя в часы наибольших вытесняющих нагрузок энергосистемы за расчетный период (кВт/ч).

Если фактическая реактивная мощность Q_{φ_1} меньше заданной Q_{φ_2} , значение надбавки H_1 приравняется нулю;

2) складки или надбавки к тарифу за отключение режима работы компенсаторных устройств от заданного, оцениваемого отключением фактического потребления реактивной мощности Q_{φ_2} от заданного энергоснабжающей организацией оптимального значения Q_{φ_2} в часы максимальной активной нагрузки энергосистемы.

Складка или надбавка к тарифу за сбои в режиме заданного режима работы компенсаторных устройств H_2 , %, определяется по формуле

$$H_2 = 20 \frac{|Q_{\varphi_2} - Q_{\varphi_1}|}{P_{\varphi}} - 2. \quad (2)$$

Положительное значение H_2 означает надбавку, отрицательное - складку. Результат в скобках всегда признается положительной независимо от ее знака. В случае, когда $Q_{\varphi_2} = Q_{\varphi_1}$, будет иметь место максимальная складка H_2 , равная 2%.

При определении скидок и надбавок полученные величины округляются до десятых долей процента.

I.5.5. После определения величин H_1 и H_2 суммарная скidка или надбавка H_Σ , %, определяется как сумма их значений (с учетом знака H_2):

$$H_\Sigma = H_1 + H_2. \quad (3)$$

I.5.6. Скидка или надбавка за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей за расчетный период (квартал) при оштоте электрической энергии по двухставочному тарифу начисляется с суммарной штати за максимумы активной мощности предприятия, кВт, и ученную расчетным счетчиком потребленную электрическую энергию, кВт.ч:

$$T = (C_0 \cdot P_{\text{макс}} + C_1 W) (1 + H_\Sigma), \quad (4)$$

где T – затраты по тарифу на электроэнергию, руб.;

C_0 – основная ставка тарифа за год, руб./кВт;

$P_{\text{макс}}$ – заявленный максимум, кВт;

C_1 – дополнительная ставка тарифа, руб./кВт.ч;

W – потребление электроэнергии за год, кВт.ч.

I.5.7. Методика определения фактических значений реактивной мощности $Q_{\text{ф}}$ и $Q_{\text{ф2}}$ приведено в разделе 2.

I.5.8. Значения $Q_{\text{ф}}$ и $Q_{\text{ф2}}$ определяются энергоснабжающей организацией для каждого квартала по методике, утвержденной Министерством энергетики и электрификации СССР.

I.5.9. Если электроустановки потребителя получают питание от разных источников, энергоснабжающая организация устанавливает оптимальную реактивную нагрузку потребителя отдельно по каждому источнику питания.

I.5.10. Режим и график работы компенсирующих устройств, которые могут отдаивать реактивную мощность в сеть энергосистемы, устанавливающиеся энергосистемой в зависимости от потребляемой реактивной мощности по данному участку электросети.

Отдача в сеть энергосистемы компенсирующей реактивной мощности производится с согласия энергосистемы.

Поступающий в сеть энергосистемы реактивный избыток оплачивается энергосистемой по тарифу в размере 25 % дополнительной ставки двухстороннего тарифа.

Реактивная мощность отдаётся только в случае, когда энергосистема выдаёт график отдачи реактивной мощности в сеть.

I.5.11. Энергоснабжающая организация может контролировать значение $Q_{\text{фт}} \pm Q_{\text{фа}}$ в любое сутки рабочего периода.

Способ и условия контроля реактивной мощности с указанным прибором, который он будет производить, должны быть оговорены в договоре на пользование электропрограммой.

I.6. Связь с тарифом за снижение по выше определенным организациям качества электропрограмм, отпускаемой потребителям, и надбавки к тарифу
за снижение качества электро-
программ по вине потребителей.

I.6.1. Цикл расчета с производящими и приравненными к ним потребителями, получающими электрическую энергию от энергосистем, в том числе и через сети основных потребителей, производится сжатия и надбавки к тарифу на электрическую энергию за снижение качества электрической энергии от норм.

I.6.2. Снижения с тарифом применяются в тех случаях, если по выше определенным организациям снижено качество электро-

энергии по показателям, характеризующим отклонения частоты и напряжения, колебания частоты и изображения, несимметрию токов и напряжения, нестабильность токов и напряжения.

I.6.3. Надбавки к тарифу применяются в случае снижения по выше перечисленным качеством электроэнергии до тех же показателей, за исключением отклонений частоты и напряжения.

I.6.4. В соответствии с дополнительным приложением № 09-01-1990/II склика или надбавка к тарифу по каждому показателю определяется по формуле

$$H = 5 \frac{\Pi_{\Phi} - \Pi_A}{\Pi_H} \alpha, \quad (5)$$

где Π_{Φ} – фактическое значение показателя качества электроэнергии;
 Π_A – значение показателя качества, установленное в договоре на пользование электроэнергией;
 Π_H – нормированное значение показателя качества электроэнергии, определенное в соответствии с ГОСТ ИЭС 09;
 α – отношение количества электроэнергии, потребленной при отклонении от договорных условий, к общему потреблению электроэнергии за расчетный период.

Если фактическое значение показателя качества не превышает установленного в договоре на пользование электроэнергией, склика (надбавка) не применяется.

I.6.5. Склицы с тарифом не предлагаются: потребителям, использующим за расчетный период нарушенные установленных условий пользования и электропотребления; потребителям, не выполнившим за-

данные энергоснабжающей организацией условия потребления радиальной мощности.

1.6.6. Значения P_f , P_n , P_d , α определяются энергоснабжающей организацией.

Значения P_n устанавливаются:

- 1) для отклонений частоты – 0,2 Гц;
- 2) для отклонений напряжения – 5 %;
- 3) для коэффициента обратной последовательности напряжения – 2 %;
- 4) для коэффициента несинусоидальности напряжения – 5 %;
- 5) для размаха колебаний напряжения, приведенных к частоте 10 Гц, – 0,4 %.

Допустимые значения P_d для отклонений частоты, коэффициента обратной последовательности и размаха колебаний напряжения приведены в табл. 1.

Допустимое значение коэффициента несинусоидальности напряжения в точках контроля, находящихся в сетях напряжения до 35 кВ, устанавливают равным 5 %, для сетей 110 кВ и выше – 2 %.

Допустимые отклонения напряжения в точке продажи электроэнергии устанавливают в виде диапазонов отдельно для часов максимальных и минимальных нагрузок энергосистемы. Их численные значения определяют на основании электрического расчета сети, произведенного потребителем и согласованного с энергоснабжающей организацией. При отсутствии такого расчета, скомпендуется устанавливать диапазоны допустимых отклонений в соответствии с табл. I.

Таблица I

Рекомендуемые диапазоны допустимых отклонений
изображения в различных местах электрической сети

Место электрической сети	Диапазоны допустимых значений Пд, % процент нормального напряжения сети			
	в максимум нагрузки		в минимум нагрузки	
	от	до	от	до
Шина 35 кВ трансформатора 35-220/6-20 кВ	0	10	0	10
Шина 6-20 кВ трансформатора 35-220/6-20 кВ	4	8	-1	3
Шина 6-20 кВ трансформатора 6-20/0,4 кВ	4-Е	8-Е	С-Е+I	Б+Е
Шина 9,4 кВ трансформатора 6-20/0,4 кВ	2	6	0	6
Сеть 380 В	-3	5	-3	5

Примечание. Е - добавка напряжения трансформатора 6-20/0,4 кВ, соответствующая согласованному с энергоснабжающей организацией рабочему ответвлению. Обозначение ответвленной трансформатора и соответствующие им добавки напряжения приведены ниже:

Обозначения ответвлений ... 5 2,5 0 -2,5 -5,0

Значение Е, % 0 2,5 5-0 7,5 10,0

Величину С определяют по формуле

$$C = 6,5 \cdot K_{min} - 5, \quad (6)$$

где

$$K_{min} = P_{min} / P_{max};$$

P_{min} - средняя нагрузка трансформатора в часы минимальных нагрузок энергосистемы;

P_{max} - 30-минутный максимум нагрузки в часы максимальных нагрузок энергосистемы.

Значения P_f определяют путем измерений с помощью ЦИКИБРУ-
ма, а при их отсутствии – приборами общего назначения (только грави-
ми, анализаторами спектра, осциллографической и сцинтилляционной пла-
тформой).

I.6.7. При определении складок или надбавок тарифов за-
траты определяются до десятых долей процента. Суммарные складки
или надбавка к тарифу определяются как сумма складок для избирателей,
исчисляемых по каждому показателю качества блок-трансформаторов.

I.6.8. Складка или надбавка за качество электроэнергии приме-
няется до мероисчислителя соответствующим право так, что
должно предусматриваться в экономических договорах между электри-
составляющей организацией и потребителями.

I.7. Основные сведения о преискуранте № 09-01
"Тарифы на электрическую и тепловую энергию",
введенном в действие с 1 января 1990 года

I.7.1. Сфера применения тарифов

Тарифы настоящего преискуранта распространяются на элект-
рическую энергию, отпускаемую потребителям как непосредственно
энергоснабжающим организациям (энергосистемам), блок-стан-
циям и электростанциям министерств и ведомств, так и через
сотовых потребителей – перепроизводов и основных потребителей.
Предприятия, министерства и ведомства, имеющие электро-
станции (кроме энергосистем и промпредприятий, имеющих блок-стан-
ции), затраты на которых по производству и транспортировке
электрической энергии превышают уровень установленных в настоящем
преискуранте тарифов (кроме тарифов для потребителей I и
группы), имеют право устанавливать по согласованию с потреби-
телем тарифы на электрическую энергию, исходя из уровня эконо-

нически обоснованной себестоимости и рентабельности (до 15 %). Утвержденные указанными предприятиями тарифы не должны превышать более чем на 50 % тарифы, установленные в настоящем предскуранте для потребителей II группы.

I.7.2. Виды тарифов и группы потребителей.

Одноставочный тариф состоит из платы за киловатт-час (кВт·ч) отпущененной потребителю активной электрической энергией.

Двухставочный тариф состоит из годовой платы за I киловатт (кВт) заявленной потребителем наибольшей мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы, и платы за I кВт·ч потребленной активной электрической энергии.

Для потребителей с сезонным характером работы месячная плата за I кВт определяется делением годовой платы за I кВт, установленной в предскуранте, на период работы сезонного потребителя в течение года в месяцах.

Если в часы максимума нагрузки энергосистемы фактическая нагрузка потребителя превысит величину, предусмотренную договором, оплата производится по фактической нагрузке потребителя; если же она будет ниже нагрузки, установленной договором, оплата производится по величине нагрузки, указанной в договоре.

I.7.3. Группы потребителей.

Все потребители электрической энергии подразделяются на пять тарифных групп:

I группа - промышленные, сельскохозяйственные, строительные, транспортные предприятия (объединения), предприятия связи, материально-технического снабжения и заготовок, торговли и общественного питания, коммунального хозяйства и бытового обслужива-

жилья и населения, непрерывноющие потребители и т.д. с присоединенной мощностью 1000 кВт и выше;

В группа - потребители электрической энергии, указанные в I группе, с присоединенной мощностью до 1000 кВт, а также электрифицированный железнодорожный и городской транспорт (электротяга, включая освещение и прочие нужды тяговых подстанций и путей) и судоходные сооружения (канали, судозу и судоподъемники), независимо от присоединенной мощности;

III группа - оптовые потребители - перепроизвод;

IV группа - население;

V группа - поселки - города.

По тарифам, установленным для потребителей I и II групп, оплачивается электрическая энергия, расходуемая потребителями на производственные нужды, освещение и прочие нужды (кроме электроподогрева), осуществляемого установками мощностью 90 кВт и выше), производственных и непроизводственных (но связанных с производством) помещений: цехов, ферм, заводоуправлений, правления колхозов, фабрично-заводских, общественных организаций, складов, гаражей, собственных железнодорожных подъездных путей, территорий предприятий и т.п., а также нужды зданий и помещений, не связанных с производством: гостиниц, кинотеатров, клубов, центров культуры, больниц, поликлиник, медпунктов, столовых, детских садов, яслей и т.п., кроме электрической энергии, расходуемой на нужды отдельных жилых домов, общежитий, поселков-городков и других зданий и помещений, относящихся к группам IV и V, и отличаемой по соответствующим тарифам настоящего прейскуранта.

Если отдельный цех или отдельные объекты расположены обособленно от основного потребителя и не имеют с ним общей распределительной сети, расчеты с этим цехом или другими отдельными объектами производятся по тарифам, установленным для соответствующих групп потребителей, независимо от тарифа, применяемого в расчетах с основным потребителем.

Электрическая энергия, потребляемая промышленным (внутриэнергетическим, внутрисельхозным, шахгным, рудничным и т.п.) электрифицированным транспортом, оплачивается по тарифу, установленному для основного потребителя.

Энергосистемам и предприятиям, имеющим электростанции, предоставляется право по согласованию с потребителем дифференцировать тарифы на электрическую энергию по зонам времени (пиковой, полуавтоматической, ночной), в соответствии с временным методом скидки указанными по расчету дифференцированных по зонам времени тарифов на электроэнергию, утвержденными Госкомценом СССР (распоряжение от 30.07.85 г. № 667а).

1.7.4. Порядок передачи электрической энергии и расчетов с субабонентами.

Перепродажа электрической энергии осуществляется оптовыми потребителями-перепродавцами, блок-стационарами и основными потребителями.

Оптовыми потребителями-перепродавцами являются на подведомственном Минэнерго СССР и Минатомэнерго СССР специализированные хозрасчетные предприятия (организации) или их хозрасчетные подразделения, имеющие на своем балансе электрические сети и осуществляющие оптовую закупку у энергоснабжающих организаций и электростанций электрической энергии и передачу ее различным потребителям.

Энергоснабжающие организации и электростанции, независимо от ведомственной принадлежности, отпускают оптовым потребителям-переродавщикам электрическую энергию по тарифу, установленному настоящим предскурантом, или в соответствии с п. I.7.1 общих указаний для потребителей II группы с представлением скидки с зарядом в размере 0,9 коп. за 1 кВт·ч.

Оптовые потребители-переродавщики рассчитываются за электрическую энергию со своими абонентами по тарифам, установленным настоящими предскурантом для соответствующих групп потребителей, или по тарифам, установленным предпринятиями в соответствии с п. I.7.1.

Электрические стационарные министерства и ведомства, вырученные непосредственно или через сети потребителя в электросеть энергосистемы Минэнерго СССР и работающие в режиме, определяемом энергосистемой, являются блок-станциями.

На электрическую энергию, отпускаемую блок-станциями в электрическую сеть энергосистемы, устанавливается договорной тариф по согласованию между энергоснабжающей организацией и предприятиями (организациями), которому подчинена блок-станция (кроме электростанций Минатомэнерго СССР) в соответствии с Положением о порядке установления предприятиями договорных оптовых цен на продукцию производственно-технического назначения и услуги производственного характера, утвержденным доставляемым Ростехрегл СССР от 29 декабря 1987 года № 882.

В случае, когда потребитель, имеющий блок-станцию, отдает электрическую энергию в сеть энергоснабжающей организации и получает от нее электрическую энергию, расчеты между электроснабжающей организацией и этим потребителем производятся за сальдо-вое количество электрической энергии.

Если блок-станция отпускает энергосистеме электроэнергия больше, чем получает от нее, расчеты за сальдовое количество электроэнергии производятся по договорному тарифу.

Если блок-станция отпускает энергосистеме меньше, чем получает от нее, расчеты за сальдовое количество электроэнергии производятся по тарифу, установленному настоящим прейскурантом для потребителя, имеющего блок-станцию.

Основные потребители рассчитываются за перепроизведенную электрическую энергию как с энергосистемой, так и с субзабонентами по тарифам, установленным настоящим прейскурантом для соответствующих групп потребителей, к которым относятся субзабоненты. Субзабоненты оплачивают основным потребителям услуги по перепродаже электрической энергии по договорной цене, которая устанавливается в соответствии с Положением о порядке установления предприятием договорных оптовых цен на продукцию производственно-технического назначения и услуги производственного характера, утвержденным постановлением Госкомимущества СССР от 29 декабря 1987 года № 882.

Значения ставок тарифов представлены в табл. 2.

Таблица 2
Тарифы на электрическую энергию

Энергоснабжающие организации	Двухставочные тарифы		Одноставочные тарифы
	Потребители с присоединенной мощностью 1000 кВА и выше (группа I)	Потребители с присоединенной мощностью до 1000 кВА (группа II), коп. за 1 кВт·ч	
Все энергоснабжающие организации, кроме	60	1,50	3,0
Камчатскэнерго	-	9,4	10,0

Все энергоснабжающие организации, кроме

60

1,50

3,0

Камчатскэнерго

-

9,4

10,0

Окончание табл. 2

Энергоснабжающие организации	Двухставочные тарифы	Одноставочные тарифы
	Потребители с присоединенной мощностью 1000 кВА и выше (группа I)	Потребители с присоединенной мощностью до 1000 кВА (группа II), коп. за 1 кВт.ч
Магаданэнерго	Плата за 1 кВт максимальной нагрузки, руб./год	8,4
Сахалинэнерго	Плата за 1 кВт.ч	10,0
Якутскэнерго	Плата за 1 кВт.ч	7,4
		6,0
		10,0

Плата за 1 кВт.ч установлено за электрическую энергию, учтенную на стороне первичного напряжения головного абонентского трансформатора.

Если счетчик установлен на стороне вторичного напряжения, то указанная плата умножается на коэффициент 1,025.

Потребителям I группы предоставляется право по согласованию с энергосистемой осуществлять расчеты по двухставочному тарифу с платой за 1 кВА присоединенной мощности.

Плата за 1 кВА определяется умножением платы за кВт, установленной настоящим тарифом, на коэффициент, полученный делением заявленной мощности потребителя, кВ, на его присоединенную мощность, кВА. При этом плата за 1 кВт.ч, установленная тарифом, сохраняется неизменной.

I.7.5. Скидки (надбавки) за компенсацию реактивной мощности и энергии.

Скидки (надбавки) за компенсацию реактивной мощности и энергии определяются на основе приборов учета реактивной мощно-

стя и энергии и взыскиваются в виде платы за квад. максимальной нагрузки и платы за квад. ч потребленной энергии.

Скидки (надбавки) за компенсацию реактивной мощности и энергии применяются в расчетах с потребителями I, II и III групп.

Надбавки (табл. 3) применяются энергосистемой при отпуске потребителям реактивной мощности и энергии.

Таблица 3

Надбавки к тарифу

Группы потребителей	Надбавка при уровне потребления реактивной мощности и энергии			
	не превышающем экономические значения	превышающем экономические значения	Плата за I квад. максимальной нагрузки, руб./год	Плата за I квад. ч потребленной энергии, коп.
I	1,2	0,04	4,8	0,07
II	-	0,08	-	0,15
III	-	0,04	-	0,17
Для I, II и III групп потребителей в энергосистемах: Камчатскэнерго, Магаданэнерго, Сахалинэнерго и Якутскэнерго	-	0,10	-	0,20

Скидка в размере 0,04 коп. за I квад. ч предоставляется энергосистемой при отпуске потребителям реактивной энергии в сеть энергосистемы по установленному ему графику или привлекательном потреблении реактивной энергии потребителем в часы максимальной нагрузки энергосистемы.

Скидки (надбавки) к тарифам применяются в расчетах с потребителями I, II и III групп.

Скидки с тарифа применяются при отклонениях напряжения и частоты переменного тока сверх допустимых значений, установленных ГОСТ 13109.

Скидки с тарифа за отклонение частоты применяются Министерство СССР в бюджет централизованно, в порядке, определенном Министерством СССР.

Надбавки к тарифу применяются при повышении и/или снижении коэффициентов восприимчивости, обратной и нулевой последовательности напряжения в связи с избранным напряжением сверх допустимых значений, установленных ГОСТ 13109.

Скидка (надбавка) к тарифу по каждому показателю качества определяется по табл. 4, где T_1 - относительное время, %, превышающее первоначально допустимое значение показателя качества, установленного ГОСТ 13109; T_2 - относительное время, %, превышающее максимально допустимое значение показателя качества, установленного ГОСТ ГЭС09.

При определении скидок (надбавок) полученные величины T_1 и T_2 округляются до целых значений в процентах.

Суммарная скидка (надбавка) определяется суммой скидок (надбавок), рассчитанных по каждому показателю качества.

При расчетах за электроэнергию по двухставочному или дифференцированному тарифу скидки (надбавки) применяются к средней (расчетной) величине двухставочного или дифференцированного тарифа, включающего плату за мощность и андергру.

Расчеты по тарифам со скидкой (надбавкой) производятся за весь объем электрической энергии, отпущенной (потребленной) в расчетном периоде.

Таблица 4

Скидки (нальбовки) за качество электрической энергии, %

T ₁ , %	T ₂ , %						
	0	1	2	3	4	5	Более 5
до 5	0	1	2	3	4	5	10,0
6	0,2	1,2	2,2	3,2	4,2	5,2	10,0
7	0,4	1,4	2,4	3,4	4,4	5,4	10,0
8	0,6	1,6	2,6	3,6	4,6	5,6	10,0
9	0,8	1,8	2,8	3,8	4,8	5,8	10,0
10	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	10,0
11-12	1,3	2,3	3,3	4,3	5,3	6,3	10,0
13-14	1,7	2,7	3,7	4,7	5,7	6,7	10,0
15-16	2,1	3,1	4,1	5,1	6,1	7,1	10,0
17-18	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	10,0
19-20	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	10,0
21-25	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
26-30	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	10,0
31-35	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	10,0	10,0
36-40	7,0	8,0	9,0	10,0	10,0	10,0	10,0
41-45	8,0	9,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
46-50	9,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Более 50	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0

1.7.6. Требования к системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях.

В соответствии с "Инструкцией по системному расчету компенсации реактивной мощности (КРМ) в электрических сетях" системным называется расчет, определяющий оптимальные взаимоувязанные значения величин Q_{31} и Q_{32} во всех узлах сети при учете с учетом от компенсации реактивной мощности в сетях энергосистем потребителей электрической энергии.

В соответствии с приказом № 09-01 значения Q_{31} и Q_{41} являются исходными данными, получающимися от энергосистемы при выборе компенсирующих устройств, устанавливаемых в сетях 6-20 кВ и выше. Эти значения задаются потребителю для каждого квартала года и определяются из фактических нагрузок $Q_{\text{Ф1}}^l$ и $Q_{\text{Ф2}}^l$ (l - номер квартала) к предварительно определенному значению Q_{31} для квартала максимальной годовой нагрузки системы (как правило, для четвертого квартала Q_{31}^{IV}).

При этом предполагается, что для обеспечения потребления реактивной мощности, ко предыдущему оптимальному значению Q_{31}^{IV} , потребитель должен установить дополнительные компенсирующие устройства мощностью

$$Q_{\text{кд}} = Q_{\text{Ф1}}^l - Q_{31}^{\text{IV}}, \quad (7)$$

которое можно использовать в любое время года. Если $Q_{\text{Ф1}}^l < Q_{31}^{\text{IV}}$, то $Q_{\text{кд}}$ принимается равной нулю.

Для планирования потребителям ввода компенсирующих устройств в сетях, находящихся на их балансе, значения Q_{31}^{IV} и $Q_{\text{кд}}$ должны задавать энергоснабжающая организация на каждый год предстоящего пятилетнего периода.

Заданное значение Q_{31}^{IV} может быть изменено энергоснабжающей организацией в одностороннем порядке не позднее чем за 2 года до начала расчетов за электроэнергию на основе измененного значения и не более чем на 20%.

Значения Q_{31}^l для остальных кварталов года и Q_{32}^l для всех кварталов необходимо задавать не позднее чем за 3 месяца до начала расчетов за электроэнергию на их основе.

Компенсирующие устройства, необходимые для обеспечения нормальных условий электроснабжения потребителей в последующих

разных, выведенных из строя элементов сети энергосистемы, устанавливает энергоснабжающая организация.

При проведении технико-экономических расчетов по КРН следует учитывать:

расход электроэнергии на ее транспорт (потери) в электрических сетях энергосистем и потребителей электроэнергии;

потери активной мощности в сетях энергосистем и потребляемой в максимум активной нагрузки энергосистемы;

снижение стоимости сооружения сетей энергосистем и потребителей электроэнергии, обусловленное уменьшением токовых нагрузок;

затраты на установку и эксплуатацию компенсирующих устройств в сетях энергосистем и потребителей электроэнергии.

При проведении системного расчета должны быть обеспечены следующие технические условия нормальной работы электросетей и приемников электроэнергии:

допустимые режимы напряжения в сетях 35 кВ и выше энергосистем и на линиях 6-20 кВ пониженных подстанций и электростанций;

допустимые токовые нагрузки всех элементов сетей энергосистем;

статическая и динамическая устойчивость работы;

допустимые режимы работы источников реактивной мощности энергосистем в потребителях электроэнергии.

При определении снижения потерь мощности и электроэнергии следует учитывать:

уменьшение нагрузочных потерь в элементах сети, вызываемое изменением токовых загрузок и повышенных напряжений;

изменение потерь в синхронных машинах, происходящее при генерации или реактивной мощности;

изменение потерь холостого хода трансформаторов при изменении напряжения на их выходах;

потери в батареях стабильских конденсаторов.

Снижение стоимости сооружения сети электросистемы следует учитывать, если после установки компенсирующих устройств оказывается возможна снизить номинальную мощность трансформаторов или уменьшить сечение проводов линий по проектируемых участках. В этом случае проводят повторный выбор компенсирующих устройств по схеме с плавающими параметрами. Стартовые считаются батареи с меньшими изываемыми затратами.

При определении затрат на батареи стабильских конденсаторов 6-35 кВ следует учитывать:

затраты, не зависящие от мощности батареи;

затраты, зависящие от числа коммутируемых аппаратов, определяемых регулируемыми возможностями батарей;

затраты, зависящие от мощности батареи.

При определении затрат на батареи конденсаторов 380 В допускается использовать годовые удельные затраты (руб./квар). Учитывая все вышеуказанные выше составляющие. Такое определение затрат на батареи 380 В осуществляется в связи с тем, что системный расчет определяет только их суммарную мощность в каждом узле.

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронных машин определяются увеличением потерь мощности в электрических цепях и в их системе возбуждения. Увеличение потерь мощности в синхронной машине, обусловленное использованием ее компенсатор-

потребности, рассчитывают по формуле

$$\Delta P = D_1 \lambda + D_2 \lambda^2, \quad (8)$$

где D_1 и D_2 - параметры машины;

λ - коэффициент загрузки машины по реактивной мощности.

Значения коэффициентов D_1 и D_2 приведены в табл. 46.

Потери электроэнергии определяют на основании расчетов потерь мощности в характерных режимах работы синхронной машины в течение года.

I.8. Порядок разработки и введение регулировочных мероприятий на nextepномствах

I.8.1. Под регулированием режимов электропотребления понимают осуществление комплекса организационно-технических мероприятий, обеспечивающих регламентированный энергоснабжающей организацией режим электропотребления.

Регулирование режимов электропотребления должно способствовать более устойчивому режиму работы энергосистемы при условиях надежного и качественного энергоснабжения всех потребителей.

Разработка и введение технических, организационных мероприятий по регулированию режимов электропотребления должны способствовать получению совокупного народнохозяйственного эффекта за счет улучшения технико-экономических показателей как потребителей электрической энергии, так и энергосистем.

I.8.2. Потребители электроэнергии, используемые для регулирования режимов электропотребления, называются потребителями-регуляторами.

Потребители-регуляторы – это заранее ввшивленные потребители, которые без существенного ущерба для отдельных технологических процессов и для производства в целом, а также без нарушения требований ПТЭ и ПТБ могут допустить либо произвольные задания по часу и длительности перевода в работе, либо систематическое ежесуточное переведение на определенное время, либо изменение частоты своей работы.

В качестве потребителей-регуляторов желательно использовать в первую очередь наиболее энергоемкое и высокодавомое оборудование, обеспечивающее существенное снижение электрических нагрузок предприятий.

1.6.3. Мероприятия, разрабатываемые с целью оптимизации режимов электропотребления, называются регулировочными.

До разработки регулирующих мероприятий необходимо предварительно проанализировать технологический процесс и организацию производства каждого предприятия с целью выполнения потребителей-регуляторов и определения их режимов электропотребления.

Для определения возможностей разработки регулирующих мероприятий инженер энергетика совместно с представителями энергетической службы ОЭСУ организуют синхро-суточных графиков нагрузки потребителя в один из характерных рабочих дней, который определяется по согласованию с технологической службой. Синхро-графиком предусматривается в часы максимума по часовым зонам, а в часы минимума – по полузонам.

На основании синхро-графиков работы электроприемников каждого энерговилья электроустановок, а также трафиков нагрузок потребителей в целом и сгруппировав их с графиками, снятами в режиме (перевод к пиковой) плюс, уточняется правильность определения

ожидаемых максимальных нагрузок (заямленной договорной мощности) и выселяются возможности выравнивания графиков нагрузок путем их изменения. Результатом проделанной работы должна являться разработка регулировочных мероприятий, обеспечивающих снижение потребляемой концерном активной мощности в часы максимума энергосистемы.

Все разрабатываемые регулировочные мероприятия должны быть распределены по группам:

1) мероприятия, ке требующие дополнительных капитальных вложений. Осуществление таких мероприятий должно способствовать оптимизация режимов алгоритмов потребления нефтепродукта, в значительной степени может повлиять на суточный график нагрузок энергосистемы и снизить изнурженность прохождения осенне-зимнего периода;

2) мероприятия, осуществление которых требует дополнительных капитальныхложений. Целесообразность осуществления таких мероприятий определяется технико-экономическими расчетами и должна рассматриваться уже на стадии проектирования нефтепроводов, а для действующих - в перспективах планах их развития и реконструкции.

1.8.4. Величина снижения электрической нагрузки нефтепродукта в часы максимума энергосистемы должна определяться цифровизированно, исходя из особенностей каждого потребителя и имеющихся возможностей снижения нагрузки в часы максимума энергосистемы.

Величина снижаемой нагрузки отдельными потребителями-регуляторами включается в план-график регулировочных мероприятий

ИГДУ, в которых должны быть указаны порядок ввода этих мероприятий, а также перечень лиц, ответственных за их выполнение.

I.8.5. Разработка регулировочных мероприятий, по требующих дополнительных капитальныхложений, осуществляется представителями энергетической и технологической служб ИГДУ с участием инспектора энергоконтроля. При этом определяется оптимальный режим работы потребителей-регуляторов, исходя из возможной величины сэкономленной нагрузки. Для осуществления мероприятий этой группы достаточно проработки организационно-техническую подготовку на ..этапе производства, связанные с изменением графиков работы электротехников, которые без ущерба можно перевести на работу преимущественно вне часов пиковой нагрузки.

I.8.6. Мероприятия, требующие дополнительных капитальныхложений, которые осуществляются путем отключения в часы максимальной нагрузки части технологического оборудования, работающего непрерывно в течение суток. Для кошевизации выработанной продукции потребуется установка дополнительного технологического оборудования, которая низводит узкоспециальные капитальные и ядерные производственные промежутки времени уменьшением затрат в энергосистеме.

Рекомендации по внедрению мероприятий этой группы должны быть подтверждены технико-экономическими расчетами.

I.8.7. Планы-графики регулировочных мероприятий после утверждения руководством ИГДУ должны быть представлены в Энергоконтроль.

I.8.8. С целью успешной реализации разработанных и внедренных у потребителей регулировочных мероприятий необходимо заранее согласовать с ними и провести соответствующий якструхтаж

ИТР, инспекторов по производству, оперативный (дежурный) персонал, обеспечивающий откликание к потребителям-регуляторам электроустановки.

1.8.9. Разработка регулировочных мероприятий и контроль за их выполнением должны осуществляться органами Энергонадзора совместно с представителями энергетической и технологической служб НГДУ.

В каждой энергосистеме должен быть определен перечень потребителей, участвующих в проведении регулировочных мероприятий.

Исполнительский персонал Энергонадзора несет ответственность за введение и выполнение потребителями регулировочных мероприятий.

1.8.10. В случае нарушения договора потребителями активной мощности в часы максимумов нагрузки энергосистемы, по предсказанию энергосистемы сеть переводится в первую очередь выключания по утвержденному аварийному графику.

При систематических нарушениях эти потребители выключаются немедленно, а виновные привлекаются к уголовной ответственности.

1.8.11. Потребители электрэнергии, руководствуясь настоящими Указаниями, обязаны регулировать свою нагрузку.

Каждое НГДУ в соответствии с установленными лимитами мощности в часы максимумов нагрузки энергосистемы должно разрабатывать планы-графики регулировочных мероприятий с целью снижения потребляемой в этот период активной мощности до лимитированных значений.

Перечень должностных лиц, ответственных за разработку и введение регулировочных мероприятий, определяется приказом

руководителя НГДУ с обязательным включением в него представителей энергетической и технологической служб.

НГДУ имеет право вводить в действие разработанные регулировочные мероприятия только после согласования их с Энергонадзором.

1.8.12. Потребители электротехники обязаны:

1) проводить мероприятия по регулированию суточного графика загрузки и поддерживать экономический режим работы электроустановок;

2) беспрепятственно обеспечивать доступ в любое время суток представителям органов Энергонадзора для осмотра за режимом электропотребления, региональных пользователей электрической энергии;

3) представлять по требованию энергоснабжающей организации необходимые схемы, технические характеристики действующего и новых подключаемого технологического оборудования и другие материалы, необходимые для составления и уточнения планов-графиков регулировочных мероприятий.

1.9. Сводные требования к определению электрических нагрузок и электропотребления нефтяных месторождений

1.9.1. Требования установлены на основе и в развитие "Указаний по определению электрических нагрузок в промышленных установках" применимого к объектам электроснабжения нефтяных месторождений Западной Сибири.

1.9.2. Методы определения электрических нагрузок рекомендуются при проектировании объектов нефтяных месторождений

на стадиях технико-экономического обоснования проектирования, перспективного планирования, при эксплуатации электрических сетей нефтяных месторождений.

1.9.3. Величины показателей электрических нагрузок и электропотребления технологических установок нефтяной промышленности Западной Сибири устанавливаются на основе теоретических и экспериментальных исследований.

1.9.4. Методы определения электрических нагрузок должны обеспечивать:

1) расчет средних электрических нагрузок за смену, сутки, квартал, год;

2) определение максимальных (расчетных) электрических нагрузок по условиям нагрева токоведущих частей электрооборудования.

Устанавливаются следующие методы расчета электрических нагрузок:

1) для кустов эксплуатационных скважин и вспомогательного технологического оборудования – метод упорядоченных диаграмм;

2) для расчета нагрузок технологических объектов, содержащих высоковольтные электродвигатели, и для буровых установок – методы вероятностного моделирования графиков нагрузок согласно грабованию к разработке специальных методов расчета нагрузок групп высоковольтных электроприемников и установок с неравномерным графиком нагрузок;

3) для расчета суммарных нагрузок на шинах трансформаторных подстанций – метод парциальных максимумов; нефтяных месторождений в целом – интегральный метод расчета электрических нагрузок.

1.9.5. Точность расчета электрических нагрузок при проектировании НС должна быть менее $\pm 10 \%$.

1.9.6. Время осреднения графиков электрических нагрузок принимается равным 30 мин.

1.9.7. Максимальный расход электроэнергии по каждому технологическому процессу определяется в соответствии с объемом вырабатываемой продукции по удельному электропотреблению.

1.9.8. Основные методы расчета удельного электропотребления являются:

1) расчетно-аналитический, устанавливающий электрическую зависимость между удельным электропотреблением основными параметрами технологического процесса;

2) статистического моделирования, устанавливающей статистическую зависимость между удельным электропотреблением в ряде факторов технологий;

3) метод расчета удельного электропотребления по показателям срочных электрических нагрузок, устанавливающей зависимость между удельным электропотреблением и степенью использования установленного оборудования.

1.9.9. Контроль и учет электропотребления и электрических нагрузок могут быть приобретены путем периодической записи или пакеттической регистрации показаний счетчиков электроэнергии, установленных на выходах распределительных устройств и отдельных электроприемников.

1.9.10. Точность приборного контроля за величинами электрических нагрузок и электропотребления не должна быть менее $\pm 2 \%$.

2. МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Методические указания по определению электрических нагрузок технологических установок нефтяных месторождений

2.1. Общие рекомендации по применению методов расчета и показателей графиков нагрузки

2.1.1. Методы и показатели для расчета электрических нагрузок распространяются на следующие объекты электроснабжения:

- 1) кустовые насосные станции (КНС) для закачки воды в пласт;
- 2) нефтяные насосные станции;
дожимные насосные станции (ДНС) для внутримыслового сбора и транспорта нефти;
- 3) комплексные сборные пункты (КСП) для внутримылового сбора и транспорта нефти;
установки подготовки нефти (УПН);
- 4) товарные парки (ТП), центральные пункты сбора (ЦПС):
сыревые насосные станции;
насосные горячей товарной нефти;
насосные вакуумного транспорта нефти;
газовые компрессорные станции для концевых ступеней сепарации;
- 5) очистные сооружения;
- 6) компрессорные станции для зажачки газа в пласт для поддержания пластового давления (КСПД);
- 7) компрессорные станции газлифта (КСГ);
- 8) компрессорные станции транспорта попутного газа;

- 7) установки глубиннонасосной добычи нефти:
 донные центробежные электронасосы (ЭЦН);
 штанговые глубиннонасосные установки (ШГН);
 промывочные насосные установки для добычи нефти (гидрорыводные - ГРН, электровинтовые - ЭВН, струйные, динамические - ЭДН насосы);
- 8) водозаборные сооружения:
 водозаборы из открытых водных источников;
 связанные водозаборы;
 насосные станции П, Ш и т.д. подъемов;
- 9) буровые установки;
- 10) землесосные снаряды для гидромелиорац. сооружений;
- 11) промысленные зоны;
- 12) жилые поселки на месторождениях, вахтовые фермы.

2.1.2. Перечень основных показателей графиков электрических нагрузок приведен в табл. 5.

Таблица 5

Рекомендуемые показатели электрических нагрузок

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Примечание
Номинальная активная мощность производственного электроприемника	P_H		Приимается по каталогам, справочникам, таблицам
Номинальная активная мощность групп электроприемников	P_N	$P_N = \sum_{i=1}^n P_{Ni}$	n - общее число электроприемников
Номинальная реактивная мощность индуктивного электроприемника	Q_H	$Q_H = P_H \frac{t_1 \varphi_m}{2\pi}$ $= P_H \frac{2\pi \varphi_m}{t_1 \omega_m}$	φ_m - номинальный КПД электроприемника

Продолжение табл. 5

Показатель	Обозна- чение	Расчетная формула	Примечание
Номинальная реактив- ная мощность группы электроприводов	Q_N	$Q_N = \sum_{s=1}^m Q_{Ns}$	Сумма алгебраи- ческая
Коэффициент вклю- чения индивидуального электроприводчика	k_B	$k_B = \frac{t_p}{t_p + t_n} = \frac{t_p}{T_4}$	t_p – время рабо- ты электроприво- дника; t_n – время пауз; T_4 – общее вре- мя цикла
Групповой коэффициент включения	K_B	$K_B = \frac{\sum_{s=1}^m k_s P_{Ns}}{P_N}$	
Индивидуальный коэф- фициент загрузки по активной мощности	K_3	$K_3 = \frac{P_{cb}}{P_N}$	P_{cb} – средняя мощность электро- приводов за вре- мя включения, кВт
Индивидуальный коэф- фициент использова- ния по активной мощности	K_H	$K_H = K_3 K_B$	
Индивидуальный коэф- фициент использова- ния по реактивной мощности	ℓ_H	Для асинхрон- ных двигателей $\ell_H = Q K_B + \delta \ell_H$ Для синхронных двигателей $\ell_H = 1$	Q, δ – постоянные коэффициенты; $Q = 1,35 \{ \ell_H - 0,35 \};$ $\delta = 1,15 (1 - \ell_H);$ $\ell_H = \frac{2,22 - 2,12 \cos \psi_H}{\operatorname{tg} \psi_H}$
Групповой коэффициент использования по ак- тивной мощности	K_H	$K_H = \frac{\sum_{s=1}^m K_{Hs} P_{Ns}}{P_N}$	
Групповой коэффициент использования по ре- активной мощности	ℓ_H	Для групп асин- хронных электро- двигателей $\ell_H = \frac{\sum_{s=1}^m Q_{Ns}}{Q_N}$	Рассчитывается отдельно для групп электро- приводников с $\operatorname{tg} \psi_H > 0$ и $\operatorname{tg} \psi_H < 0$
		Для группы син- хронных электро- двигателей $\ell_H = 1$	

Продолжение табл. 5

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Примечание
Средняя активная мощность индивидуального электроприемника	P_c	$P_c = k_n P_n$	
Средняя активная мощность группы электроприемников	P_c	$P_c = \sum_{s=1}^n P_{cs} = k_n P_n$	
Средняя реактивная мощность индивидуального электроприемника	Q_c	$Q_c = k_n Q_n$	
Средняя реактивная мощность группы электроприемников	Q_c	$Q_c = k_n Q_n = \sum_{s=1}^n Q_{cs}$	Рассчитывается отдельно для групп с $\operatorname{tg} \varphi_s > 0$ и $\operatorname{tg} \varphi_s < 0$
Среднеквадратичная активная мощность индивидуального электроприемника	P_{ck}	$P_{ck} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_i^2}$	$P^2(t)$ – функция индивидуальной нагрузки P во времени
Среднеквадратичная активная мощность группы электроприемников	P_{ck}	$P_{ck} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_i^2}$	P_i – нагрузка i -й ступени графика, кВт; n – число ступеней; $P^2(t)$ – функция групповой нагрузки во времени
Коэффициент формы по активной мощности	k_{φ}	$k_{\varphi} = P_{ck} / P_c$	
	k_{φ}	$k_{\varphi} = P_{ck} / P_c$	
Коэффициент формы по реактивной мощности	t_p	$t_p = Q_{ck} / Q_c$	Q_{ck} определяется отдельно для электроприемников с $\operatorname{tg} \varphi_s > 0$,
	b_{φ}	$b_{\varphi} = Q_{ck} / Q_c$	$\operatorname{tg} \varphi_s < 0$

Окончание табл. 5

Показатель	Обозна- чение	Расчетная формула	Примечание
Расчетная нагрузка группы электропри- емников	P_p Q_p S_p	$P_p = k_m P_c = k_c P_n$ $Q_p = L_m Q_c = L_c Q_n$ $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ $K_c = k_m k_n$ $L_c = L_m L_n$ K_m, L_n – определя- ются в соответ- ствии с разделом 3.1.2	k_m, L_n – коэффи- циенты максимума по активной и ре- активной мощно- стям; k_c, L_c – коэф- фициенты спроса по активной и ре- активной мощности; S_p – расчетная помощная мощность группы электропри- емников
Расход активной электроэнергии	W_a	$W_a = P_c T_4 = \sum_{s=1}^m w_{ns} G_s$	w_{ns} – расчетный удельный расход электроэнергии; G_s – объем производимой продукции
Число часов исполь- зования максимума нагрузки	T_n t_n	$T_n = W_a / P_p$ $t_n = T_n / T_4$	T_4 – принима- ется равным календарному вре- мени (месяц, квартал, год и т. п.)
Эффективное число электроприемников в группе	n_e	$n_e = \frac{\left(\sum_{s=1}^m P_{ns}\right)^2}{\sum_{s=1}^m P_{ns}^2}$	Применяется для расчетов групповой нагрузки по методу упорядоченных диаграмм
Коэффициент мощно- сти средневзвешен- ный	$\cos \varphi$	$\cos \varphi = \frac{P_c}{S_c}$	Определяется по данным экспери- мента

2.2. Расчет электрических нагрузок технологических установок и групп установок нефтяных месторождений

2.2.1. Для кустов скважин и вспомогательных технологических установок рекомендуется пользоваться методом упорядоченных диаграмм.

2.2.2. Порядок расчета нагрузок кустов скважин и вспомогательного технологического оборудования.

I). Исходными данными для расчета являются $\rho_{нi}$, $A_{нi}$, k_{3i} , $\cos \varphi_i$ для каждого i -го электроприемника. Для кустов скважин величины k_{3i} , $\rho_{нi}$, $\cos \varphi_i$ и рекомендуемые значения k_{3i} принимаются согласно табл. 6, 7, 8.

Если согласно технологической схеме разработки месторождения известны производительность каждой установки, напор, развиваемый насосом, то рекомендуемый коэффициент загрузки по активной мощности может быть определен приближенно:

$$k_{3i} = \frac{1,49 \cdot 10^{-6} QH}{2_{cl}} , \quad (9)$$

где Q - проектная производительность установки, $\text{м}^3/\text{сут.}^1$;
 H - напор, развиваемый насосом, м;
 2_{cl} - КПД способа добычи:

Для ЭЦН, ЭВН, ЭДН

$$2_{cl} = 2_H 2_{gb} 2_K 2_{tr} ,$$

где 2_H - КПД насоса по паспортной характеристике;

2_{gb} - КПД электродвигателя;

2_K - КПД кабеля;

2_{tr} - КПД трансформатора (автотрансформатора) - см.

табл. 6, 7;

для ШИ

$$Z_{cr} = Z_x Z_{gb} Z_{per} ,$$

где Z_{cr} — кид механической передачи; принимается равным 0,9; Z_x и Z_{gb} находятся из табл. 8.

Таблица 6

Технологические параметры и показатели
электрических нагрузок установки ЭШИ

Тип установки	Мощность двигателя, кВт	Рекомендуемое значение	Коэффициенты полезного действия				Среднозвездочный коэффициент
			насоса	двигателя	кабель	трансформатора из приводной	
УЭДИ5-50-1300	32	0,72	0,43	0,73	0,83	0,96	0,69
УЭЩИ5-50-1700	32	0,79	0,43	0,73	0,83	0,96	0,72
УЭДИ5-80-1200	45	0,59	0,515	0,72	0,82	0,96	0,67
УЭДИ5-80-1550	45	0,74	0,515	0,72	0,82	0,96	0,71
УЭЩИ-80-1800	45	0,78	0,515	0,72	0,82	0,96	0,73
УЭДИ5-125-1200	45	0,75	0,585	0,72	0,82	0,96	0,72
УЭДИ5-125-1300	45	0,77	0,585	0,72	0,82	0,96	0,72
УЭДИ5-125-1800	63	0,69	0,585	0,81	0,84	0,96	0,70
УЭДИ5А-160-1450	63	0,69	0,61	0,81	0,84	0,96	0,70
УЭДИ5А-160-1750	90	0,64	0,61	0,80	0,84	0,97	0,68
УЭДИ5А-250-1000	63	0,79	0,615	0,81	0,84	0,96	0,72
УЭДИ5А-250-1400	90	0,74	0,615	0,80	0,84	0,97	0,71
УЭДИ5А-250-1700	90	0,78	0,615	0,80	0,84	0,97	0,73
УЭДИ5А-400-950	90	0,77	0,595	0,80	0,84	0,97	0,73
УЭДИ5А-400-1250	125	0,71	0,595	0,84	0,83	0,97	0,74
УЭДИ5А-500-800	125	0,70	0,545	0,84	0,83	0,97	0,73
УЭДИ5А-500-1000	125	0,76	0,545	0,84	0,83	0,97	0,75
УЭДИ5-250-1050	90	0,81	0,63	0,84	0,83	0,97	0,73
УЭДИ5-250-1400	90	0,77	0,63	0,84	0,83	0,97	0,75
УЭДИ5-250-1000	90	0,79	0,63	0,84	0,83	0,97	0,76
УЭДИ5-320-1100	90	0,74	0,64	0,84	0,83	0,97	0,71
УЭДИ5-500-750	90	0,71	0,60	0,84	0,83	0,97	0,70

Окончание табл. 6

Тип установки	Мощность двигателя, кВт	Рекомендуемое значение	Коэффициенты полезного действия				Средневзвешенное значение $\cos \varphi$
			2_a	2_{gb}	2_x	трехфазной неизменной 2_r	
УЭДЦ6-500-II50	180	0,59	0,60	0,86	0,83	0,99	0,72
УЭДЦ6-800-700	125	0,82	0,60	0,84	0,83	0,97	0,77
УЭДЦ5-80-I200	45	0,58	0,515	0,72	0,84	0,96	0,65
УЭДЦ5-80-I550	45	0,64	0,515	0,72	0,84	0,96	0,68
УЭДЦ5-125-I200	45	0,68	0,585	0,72	0,82	0,86	0,70
УЭДЦ5-125-I300	45	0,72	0,585	0,72	0,84	0,96	0,71
УЭДЦ5А-250-I400	90	0,72	0,615	0,84	0,83	0,97	0,70
УЭДЦ5А-250-I700	90	0,82	0,615	0,84	0,83	0,97	0,76
УЭДЦ5А-400-950	90	0,78	0,595	0,84	0,83	0,97	0,73
УЭДЦ5А-400-I250	125	0,79	0,595	0,84	0,83	0,97	0,75

П р и м е ч а н и е. Величина коэффициента включения принимается для всех типов установок $K_{el} = 0,84$.

Таблица 7

Технологические параметры и показатели электрических нагрузок
установок погружных винтовых и датчиковых насосов
для добычи нефти

Тип установки	Мощность электродвигателя, кВт	Рекомендуемый коэффициент загрузки K	Коэффициенты полезного действия				Средневзвешенные $\cos \varphi$
			насоса 2_{π}	электродвигателя 2_{π}	кабеля 2_{π}	трансформатора на напряжение 2_{π}	
Винтовые насосы							
УЭВНТ5А-25-1000	5,5	0,67	0,57	0,77	0,82	0,94	0,69
УЭВНТ5А-16-1200	5,5	0,51	0,56	0,77	0,82	0,94	0,62
Датчиковые насосы							
УЭДН5-4-1700	5,5	0,40	0,35	0,77	0,82	0,94	0,57
УЭДН5-6,3-1300	5,5	0,45	0,38	0,77	0,82	0,94	0,59
УЭДН5-8-1100	5,5	0,48	0,38	0,77	0,82	0,94	0,61
УЭДН5-12,5-800	5,5	0,52	0,40	0,77	0,82	0,94	0,63
УЭДН5-16-650	5,5	0,53	0,40	0,77	0,82	0,94	0,64
УЭДН5-10-1020	5,5	0,53	0,40	0,77	0,82	0,94	0,64

Примечание. Для всех типов установок принимается коэффициент $k_{\text{ф}} = 0,88$.

Таблица 8

Технические данные станков-ячалок

Типоразмер	Нагрузка на шток N_{sh} , кН	Длина хода, l , м	Крутящий момент, M_a , кН·м	Производительность насоса Q , м ³ /сут	Напор h , м	Мощность двигателя P_d , кВт	КПД насоса η	КПД двигателя η_d	$\cos \varphi$	Рекомендуемый K_3
СК1,5-0,42-100	15	0,42	1	18	1800	4,5	0,71	0,835	0,78	0,64
СК2-0,6-250	20	0,6	2,5	24	2200	7	0,73	0,855	0,72	0,61
СК3-0,75-100	30	0,75	4,0	30	2500	10	0,75	0,86	0,79	0,58
СК3-1,2-700	30	1,2	7	60	2600	20	0,78	0,875	0,77	0,60
СК6-1,5-1600	60	1,5	16	73	2300	23	0,78	0,875	0,77	0,61
СК6-1,1-2500	60	1,1	25	73	2100	28	0,78	0,875	0,75	0,59
СК12-2,5-4000	120	2,5	40	125	2300	35	0,81	0,88	0,77	0,53
СК12-3,5-8000	120	3,5	80	125	2500	40	0,81	0,88	0,75	0,57
СК20-4,2-10000	200	4,2	120	150	2300	45	0,82	0,89	0,73	0,59
СК15-6-12000	150	6	120	150	2600	50	0,82	0,90	0,74	0,61

П р и м е ч а н и е. Величина K_3 применяется для всех типоразмеров установок, $K_1 = 0,81$.

Для вспомогательного технологического оборудования доказано, что K_{k1} , K_{k2} , а также ψ_i берутся из табл. 9.

2). Определяется средняя активная мощность

$$P_c = \sum_i K_{k1} K_{k2} \psi_i P_{ni}, \quad (10)$$

определяется коэффициент использования по активной мощности

$$K_n = \frac{P_c}{\sum_i P_{ni}}, \quad (11)$$

определяется эффективное число электроприводов

$$n_e = \frac{\left(\sum_i P_{ni} \right)^2}{\sum P_{ni}}, \quad (12)$$

определяется коэффициент использования по реактивной мощности

$$b_m = - \frac{\sum_i \psi_i Q_{ni}}{\sum Q_{ni}}, \quad (13)$$

где ψ_i принимаются по формуле из табл. 5 для нагрузки с индуктивным коэффициентом мощности или ориентировочно,

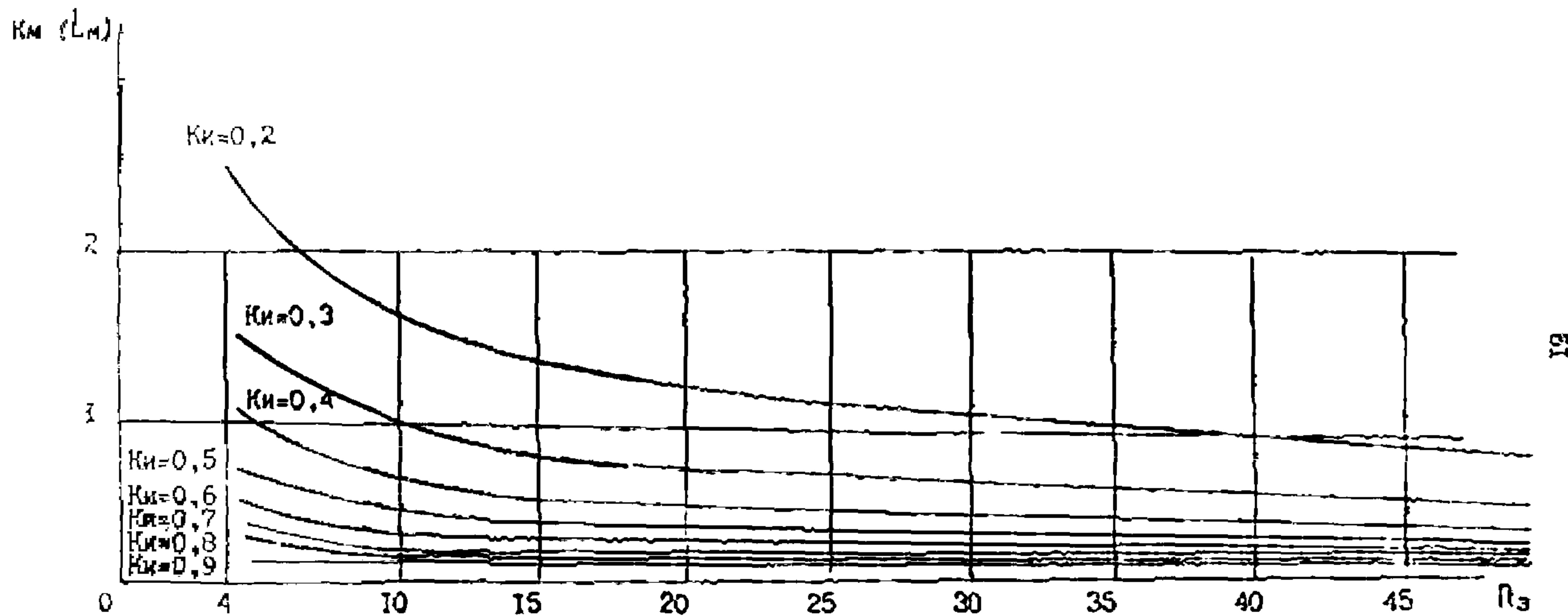
$$b_m \approx 1.1 K_n, \quad (14)$$

3). Определяются коэффициенты максимума по активной и реактивной мощности. Величины $K_m (b_m)$ принимаются по табл. 10 или по черт. I в зависимости от $K_n (b_m)$ и n_e . Промежуточные точки находятся интерполяцией.

4). Расчетные нагрузки находятся по формулам:

$$\begin{aligned} P_p &= K_m P_c, \text{ кВт;} \\ Q_p &= b_m Q_c, \text{ квар;} \\ S_p &= \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВА;} \\ S_c &= \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}, \text{ кВА;} \\ \cos \varphi &= \frac{P_c}{S_c} \end{aligned} \quad (15)$$

Зависимость K_M (L_M) от эффективного числа электродвигателей при $Z_M = \text{const}$



Черт. I

Таблица 9

Показатели электрических нагрузок
вспомогательных технологических установок

Электроприемник	Коэффициенты		
	коэффициенты K_{δ}	загрузки K_{β}	мощности (СОУЧ)
Насосные водозаборных скважин	0,84	0,75	0,82
Блоки водораспределительных гребенок	0,34	0,75	0,95
Блок-боксы стационар управления	0,88	0,50	0,90
Дренажные насосы	0,70	0,80	0,80
Насосы под товарной воды	0,70	0,76	0,77
Вентиляторы насосных блоков	0,84	0,80	0,76
Насосы установки подготовки питья	0,84	0,80	0,80
Насосы-дозаторы	0,80	0,80	0,80
Насосы подачи реагента	0,80	0,80	0,80
Вентиляторы печей	0,95	0,85	0,80
Сборники конденсата	0,60	0,90	0,80
Насосы утечек	0,60	0,80	0,80
Насосы для сбора и транспорта производственно-ливневых стоков	0,90	0,80	0,80
Компрессорные при КСИ, ЦПС	0,70	0,80	0,80
Насосы огневых котельных	0,70	0,80	0,80
Земерные установки	0,85	0,85	1,0
Обогрев помещений с помощью калориферов	0,60	0,80	0,78
Освещение производственных помещений и площадок	0,57	0,90	1
Столовые с электрическим оборудованием	0,63	0,74	0,97
Капитальные здания	0,44	0,58	1
Люминесцентные здания	0,33	0,58	1

Таблица 10

Приближенная зависимость коэффициента максимума $K_m (L_m)$
от коэффициента использования $K_n (L_n)$ и эффективного
числа альтротремников

$K_n (L_n)$	$n_3=4$	$n_3=5$	$n_3=6$	$n_3=10$	$n_3=20$	$n_3=25$	$n_3=50$	$n_3=100$
	$K_m (L_m)$							
0,2	2,25	2,12	2,02	1,79	1,56	1,50	1,35	1,25
0,3	1,75	1,67	1,61	1,47	0,34	1,30	1,21	1,13
0,4	1,50	1,45	1,41	1,32	1,22	1,20	1,14	1,10
0,5	1,35	1,31	1,29	1,22	1,16	1,14	1,10	1,07
0,6	1,25	1,22	1,20	1,16	1,11	1,10	1,07	1,05
0,7	1,18	1,16	1,15	1,11	1,08	1,07	1,05	1,04
0,8	1,13	1,11	1,10	1,08	1,06	1,05	1,04	1,03
0,9	1,08	1,08	1,07	1,05	1,04	1,03	1,02	1,02

По аналогичной методике определяются электрические нагрузки для групп основных технологических установок ДС, ТВ, УПД, КСД с приводом от электродвигателей напряжением ниже 1000 В.

2.2.3. Для расчета электрических нагрузок технологических установок с высоковольтными электродвигателями применяются методы, основанные на использовании моделей распределения в виде двухступенчатой кратчайшей функции.

1) Расчетные нагрузки по активной мощности основных двигателей определяются в виде

$$\dot{P}_p = \begin{cases} C \left(1 + \frac{1}{P_3} \sqrt{M - 1} \right), & C \leq 0,75 M; \\ M, & C > 0,75 M, \end{cases} \quad (16)$$

где $C = P_L = \sum_{i=1}^n K_{3i} k_{3i} P_{ni}^2$,
 $M = P_H = \sum_{i=1}^n P_{ni}$.

Величина k_{3i} для высоковольтных двигателей насосных установок может быть найдена по приближенной формуле

$$k_{3i} \approx 9,806 \frac{Q_i \Delta H_i}{Z_{ni} P_{ni}}, \quad (17)$$

где Q – заданная производительность насосной установки, $\text{м}^3/\text{с}$;
 $\Delta H_i = H_{b2i} - H_{b1i}$ – разность напора на входе-выходе насосов, м;
 Z_{ni} – кПД насоса по паспортной характеристике, отн.ед.

Величина группового коэффициента включения установки может быть найдена по формуле

$$K_B = \frac{Q_u}{\sum_{i=1}^n \psi_i \Gamma_i}, \quad (18)$$

где Q_u – объем производимой продукции по установке в целом;

$\sum_i q_i$ – суммарная производительность установки;
 T – календарное время.

При отсутствии данных о производительности, например, для установки следует пользоваться показателями электрических нагрузок группы высоковольтных двигателей, приведенных в табл. II и I2.

2) Аналогично рассчитывается величина Q_p для установок, производимых высоковольтными асинхронными двигателями:

$$Q_p = \begin{cases} C(1 + \frac{1}{3} \sqrt{\frac{M}{C}} - 1), & C \leq 0.75M; \\ M & C > 0.75M; \end{cases} \quad (19)$$

$$C = Q_c = L_n Q_n, \text{ кВар}, \quad M = Q_n, \text{ кВт}.$$

L_n принимается по табл. 5 или приближенно $L_n = 1,1 K_n$. Расчетная реактивная мощность группы синхронных двигателей принимается равной сумме их расчетных реактивных мощностей

$$Q_p = \sum_{i=1}^m P_{ni} \operatorname{tg} \varphi_{ni} \frac{1}{k_{ni}} \delta_{ni}, \quad (20)$$

где δ_{ni} – коэффициент расчлененной реактивной мощности при k_{ni} в соответствии с табл. II.

Расчетные нагрузки вспомогательного технологического оборудования данного технологического оборудования определяются в соответствии с п. 2.2.

3) Суммарная нагрузка установки, состоящей из высоковольтных электродвигателей и вспомогательного технологического оборудования, содержавшего табл.

Таблица II
Показатели электрических нагрузок
электротягемиков КНС и водозаборов

Тип агрегата	Тип двигателя	Коэффициенты			
		вклю- чения K_B	загруз- ки K_3	мощ- ности $\cos\varphi$	ϕ_m
ЦНС 180-950	СТД-800-2	0,84	0,81	0,9 (син.)	0,8
ЦНС 180-1433	СТД-1250-2	0,84	0,81	0,9 (син.)	0,8
ЦНС 180-1900	СТД-1600-2	0,84	0,84	0,9 (син.)	1,08
ЦНС 500-1900	СТД-4000-2	0,86	0,80	0,9 (син.)	1,22
ЦНС 38-2200	СТД-500-2	0,80	0,76	0,9 (син.)	0,8
ЦНС 65-2200	СТД-630-2	0,80	0,77	0,9 (син.)	0,8
ЦНС 105-2200	СТД-800-2	0,80	0,78	0,9 (син.)	0,8
ЦН 3000-197-73	СДН 3-15-76- -673 2500 кВт	0,77	0,80	0,9 (син.)	1,1

П р и м е ч а н и я: 1. В табл. приведен коэффициент ϕ_m для синхронных двигателей; ϕ_m определена по данным экспериментальных исследований расположенной реактивной мощности электродвигателей серии СТД и СДН.

2. Для асинхронных двигателей привода насосов ЦНС применяются те же K_B и K_3 , $\cos\varphi = 0,85$.

Таблица 12

Показатели электрических нагрузок
основных агрегатов нефтяных насосных станций

Тип агрегата, мощность двигателя, кВт	Коэффициенты		
	включения K_B	загрузки K_3	мощности $\cos \varphi$
ЦНС 180-212, 160	0,84	0,76	0,77
ЦНС 180-255, 200	0,84	0,78	0,78
ЦНС 180-297, 250	0,84	0,78	0,78
ЦНС 180-340, 250	0,84	0,76	0,77
ЦНС 180-360, 320	0,84	0,77	0,78
ЦНС 180-425, 320	0,84	0,83	0,80
ЦНС 300-780, 250	0,84	0,82	0,79
ЦНС 300-240, 320	0,84	0,81	0,78
ЦНС 300-300, 320	0,84	0,84	0,81
ЦНС 300-350, 400	0,84	0,79	0,77
ЦНС 300-420, 500	0,84	0,76	0,78
ЦНС 300-480, 500	0,84	0,83	0,82
ЦНС 300-540, 630	0,84	0,78	0,80
ЦНС 300-600, 800	0,84	0,76	0,78
НК 560/300, 500	0,84	0,79	0,78
НК 560/180, 400	0,84	0,81	0,81
НК 560/120, 320	0,84	0,82	0,81
НК 200/370, 320	0,84	0,81	0,81
НК 200/210, 200	0,84	0,79	0,79
НК 200/120, 132	0,84	0,60	0,79

В табл. I3 представлены рекомендуемые значения средних расчетных электрических нагрузок типовых нефтепромысловых установок с числом высоковольтных электродвигателей менее четырех.

Таблица I3

Рекомендуемые значения средних расчетных нагрузок для типовых нефтепромысловых установок

Технологическая установка	Число и мощность электродвигателей	Электрические нагрузки			
		средние		расчетные	
		R , кВт	Q_s , кВар	R_f , кВт	Q_{sf} , кВар
КЯС	3x1250, СТД	2630	-1270	3340	-1370
	2x1250, СТД	1750	-650	2250	-650
	1x1250, СТД	880	-430	1140	-430
	3x1250, АРМ	2530	1630	3340	2070
	2x1250, АРМ	1750	1080	2250	1350
	1x1250, АРМ	880	550	1140	690
	3x1600, СТД	3360	-1630	4270	-1630
	2x1600, СТД	2240	-1080	2880	-1080
	1x1600, СТД	1120	-540	1460	-540
	3x1600, АРМ	3350	2080	4270	2640
	2x1600, АРМ	2240	1390	2880	1760
	1x1600, АРМ	1120	690	1460	890
	3x4000, СТД	8240	-3990	10800	-3990
	2x4000, СТД	5490	-2650	7280	-2650
	1x4000, СТД	2750	-1330	3680	-1330
	3x4000, АРМ	8420	5220	10800	6630
	2x4000, АРМ	5490	3400	7280	4320
	1x4000, АРМ	2750	1700	3680	2160
КЯС, II, III внедорожник	3x800, СТД	1500	-730	1900	-730
	2x800, СТД	1000	-480	1300	-480
	1x800, СТД	500	-240	700	-240
	3x800, АРМ	1500	930	1900	1180
	2x800, АРМ	1000	620	1300	790
	1x800, АРМ	500	310	700	390

Сокращение табл. 13

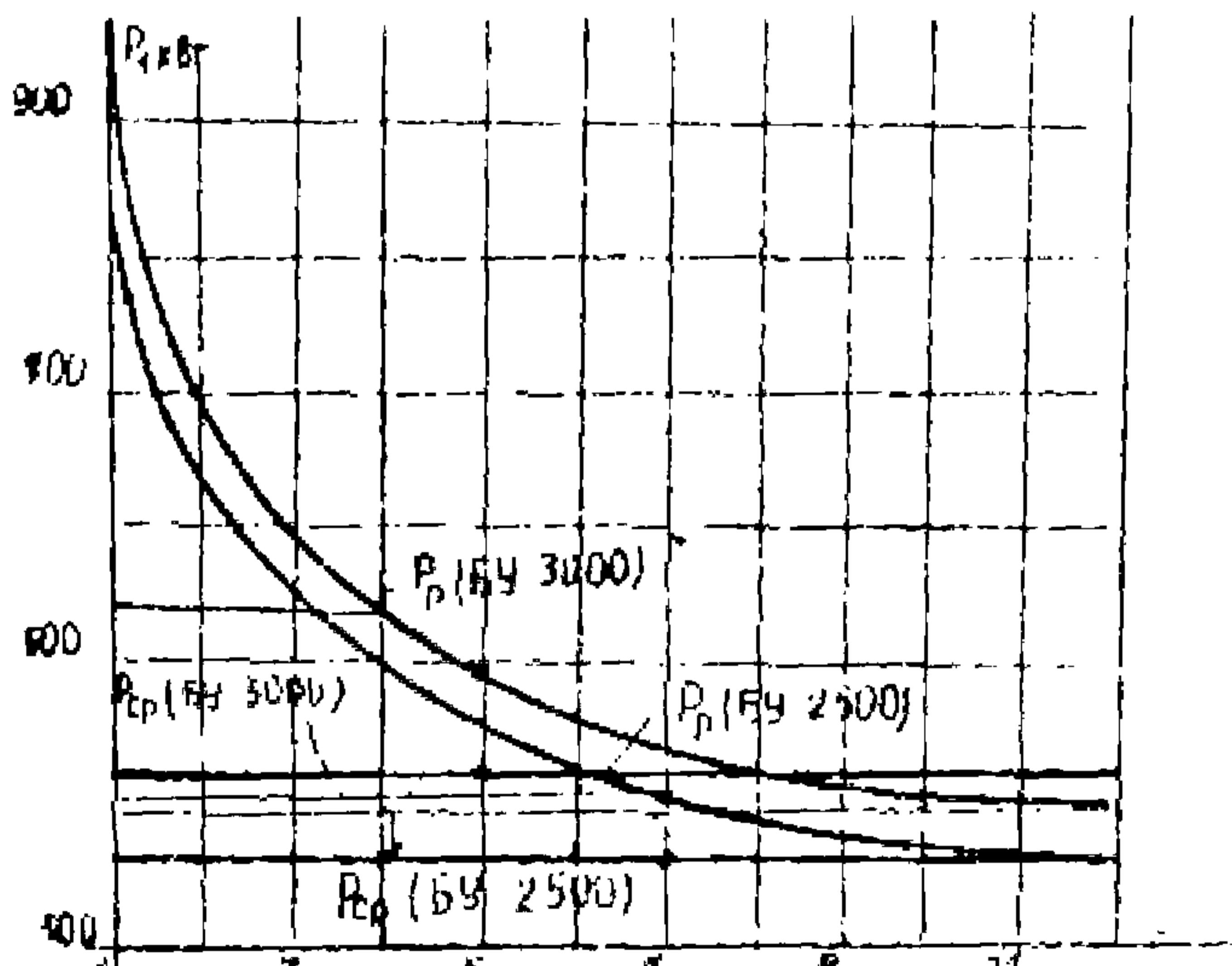
Технологи- ческая установка	Число и мощность электродвигателей	Электрические нагрузки			
		средние		расчетные	
		P_c , кВт	Q_c , квад	P_p , кВт	Q_p , квад
КСГ, КСПД	3x2500, СДИ	5250	-2540	6500	-2540
	2x2500, СДИ	3550	-1720	4400	-1720
	1x2500, СДИ	1850	-900	2200	-900
	3x2500, АРН	5250	3250	6500	4130
	2x2500, АЭИ	3550	2200	4400	2790
	1x2500, АРН	1850	1150	2200	1460
	3x12000, синхр.	26800	-14000	33300	-14000
	2x12000, синхр.	19200	-9300	21900	-9300
	1x12000, синхр.	9600	-4600	11500	-4600
	3x6300, СДИ	13500	-6300	16600	-6500
ДНС, ТП, УПН, ЩС, КСЛ	2x6300, СДИ	9100	-4400	11200	-4400
	1x6300, СДИ	4540	-2200	5670	-2200
	3x4000, СД	8300	-4000	10800	-4000
	2x4000, СД	5500	-2700	7300	-2700
	1x4000, СД	2800	-1400	3700	-1400
	3x630, ВАО	1320	820	1720	1040
	2x630, ВАО	880	550	1140	690
	1x630, ВАО	440	270	570	350
	3x500, ВАО	1050	650	1280	830
	2x500, ВАО	700	430	910	550
	1x500, ВАО	350	220	450	280
	3x400, ВАО	840	520	1090	680
	2x400, ВАО	550	350	790	440
	1x400, ВАО	280	170	370	220
	3x320, ВАО	670	420	870	530
	2x320, ВАО	440	280	560	350
	1x320, ВАО	220	140	290	180
	3x250, ВАО	520	320	680	410
	2x250, ВАО	350	220	440	280
	1x250, ВАО	180	110	230	140

2.2.4. Определение расчетной нагрузки буровых установок и установок для гидроломывания сооружений. В табл. I4 приведены средние, среднеквадратичные и расчетные нагрузки буровых установок БУ 2500 Э и БУ 3000 ЗУК в основных рабочих режимах (ОРР) и в целом по установке.

В табл. I5 представлены средние, среднеквадратичные и расчетные нагрузки установок для гидроломывания сооружений в СРР и в целом по установке.

Электрические нагрузки группы буровых установок определяются по кривым зависимости парциальных расчетных нагрузок от числа установок в группе, полученным на основе анализа взаимной корреляции между индивидуальными графиками нагрузок буровых установок (черт. 2).

Зависимость средней и максимальной (расчетной) нагрузок буровой установки от числа установок в группе



Черт. 2

Таблица 14

Показатели электрических нагрузок буровых установок в ОРР

Нагрузка	БУ 2500 Э				БУ 3000 ЭУК			
	Режимы			В целом по установке	Режимы			В целом по установке
	Бурение	Спуско-подъемные операции	Вспомогательные операции		Бурение	Спуско-подъемные операции	Вспомогательные операции	
Средняя Рс, кВт	690	330	190	360	780	390	280	430
Среднеквадратичная Рс, кВт	950	480	230	700	1130	640	350	890
Расчетная Рр, кВт	1080	560	260	830	1250	710	390	1020

Таблица 15

Доказательства электрических нагрузок установок для гидроизыскания
сооружений на нефтегазомыслях в основных рабочих режимах

Нагрузка	Режимы			В целом по уста- новке	Режимы			В целом по уста- новке
	Номи	Рыхление	Доработка		Номи	Рыхление	Доработка	
	31 И-1350 А					12 А-5		
Средняя Рс, кВт	730	160	90	475	550	90	40	327
Среднеквадра- тичная Рс, кВт	920	250	130	522	750	120	60	366
Расчетная Рр, кВт	1170	250	160	684	910	180	130	470
	300-350-504					300-12А-4		
Средняя Рс, кВт	1660	430	320	1211	790	190	130	526
Среднеквадра- тичная Рс, кВт	2140	630	370	1356	950	230	160	613
Расчетная Рр, кВт	2440	900	440	1772	1320	300	200	734

Digitized by srujanika@gmail.com

Назначение	Режимы			В целом по уста- новке	Режимы			В целом по уста- новке
	Норма	Рыхление	Перевалка		Норма	Рыхление	Перевалка	
ЗСС-180-60					ЗСС-300-40			
Средняя Рс, кВт	1030	370	210	370	1560	420	300	1108
Среднеиздра- гаемая Рс, кВт	1510	510	290	754	1930	590	350	1225
Расчетная Рс, кВт	1960	760	350	928	2220	810	400	1614

Например, для пяти установок БУ 3000:

$$P_C = 5 \times 430 = 2150 \text{ кВт};$$

$$P_P = 5 \times 500 = 2500 \text{ кВт}.$$

Для семи установок БУ 2500:

$$P_C = 7 \times 330 = 2310 \text{ кВт};$$

$$P_P = 7 \times 420 = 2940 \text{ кВт}.$$

В случае, когда не заданы типы установок, в расчетах следует принимать установки БУ 3000 ЭУК как наиболее распространенные в условиях Западной Сибири.

Реактивные мощности буровых установок в проектных расчетах следует принять равными

$$Q_C = Q_P = 0,$$

как для установок с нестабильным режимом реактивной мощности.

2.2.5. Методы определения суммарных электрических нагрузок.

Для электрических нагрузок разнородных электроприемников рекомендуется:

I) метод суммирования нагрузок на подстанциях 6/0,4 и 35/6 кВ

$$P_{P_{\text{сум}}} = P_{C_{\text{сум}}} + \sqrt{\sum_i (P_{Pi} - \bar{P}_{Ci})^2},$$
$$Q_{P_{\text{сум}}} = (Q_{C_{\text{сум}}} + Q_K) + \sqrt{\sum_{j>i>k} [Q_{Pj} - Q_{Cj}]^2} \quad (21)$$

где P_{Pi}, \bar{P}_{Ci} - соответственно расчетные и средние активные нагрузки i -й установки (группы установок), определенные по формулам (10, 15, 19) и черт. 2; Q_{Pj}, Q_{Cj} - соответственно расчетная и средняя нагрузки групп установок с индуктивным коэффициентом мощности, Q_K - нагрузка установок с ёмкостным $\cos \varphi$, квт; принимается в расчетах со знаком "минус";

2) интегральный метод расчета электрических нагрузок - для линий 35 и 110 кВ, подстанций 110/35/6, 110/6 и 110/10 кВ нефтяных месторождений в целом.

Интегральный метод базируется на совместном применении показателей технологии разработки месторождений в самых общих данных о структуре электроустановок.

Расчетная эффективная мощность подстанции или месторождения определяется по формуле составляющим: расчетная мощность сосредоточенных электроустановок (площадок КНС, ДНС, КСГ и т.д.) и мощность распределенных электроустановок (уставок эксплуатационных скважин).

Для определения мощности сосредоточенных электроустановок используются данные о заданной структуре потребителей технологических площадок и технологические показатели с соответствующими укрупнениями удельных расходов электроэнергии.

Средняя нагрузка установок с сосредоточенными электроустановками определяется

$$P_c(c) = K_n \sum P_{ni}, \quad (22)$$

где $K_n = \omega_i \bar{Q}_i / \bar{P}_i$; \bar{T}_i - коэффициент использования активной мощности для этих установок, отн. ед.;

ω_i - расчетный удельный расход электроэнергии по i -му технологическому процессу (см. п.2.6);

\bar{Q}_i - планируемый объем производимой продукции за время \bar{T}_i , ед. прод.;

P_{ni} - исходная мощность j -й установки на технологической площадке, кВт.

Средняя нагрузка распределенных электроустановок определяется по формуле

$$P_c(p) = \sum_{k=1}^5 n_k p_k \cdot \frac{Q_{m,k}}{\sum_{k=1}^5 q_k n_k R_k} ; \quad (23)$$

где S - число типоразмеров электродвигателей установок насосной добычи;

$Q_{m,k}$ - объем выхлопов жидкости по месторождению, пром-
уалу, тыс.т/ед. времени;

$\sum_{k=1}^5 q_k n_k$ - суммарная производительность установок насосной добычи по типоразмерам.

Расчетная электрическая нагрузка сосредоточенных и распределенных электродвигателей месторождения находится по формуле (16), в которой

$$C = P_c(c) + P_c(p) + P_c(bur) ,$$

$$M = \sum_{j=1}^m P_{nj} + \sum_{k=1}^5 n_k P_k + P_p(bur) .$$

$\sum_{j=1}^m P_{nj}$ - суммарная名义ная мощность сосредоточенных электродвигателей, кВт;

$P_c(bur), P_p(bur)$ - средняя и расчетная нагрузка буровил, кВт.

Определяются по чарт. 2.

Расчеты по интегральному методу должны быть проведены по часу часов, ч, используя максимальную нагрузку T_M , для этого определяется суммарное электротребление $W_{ээ}$ и рассчитывается число T_M в абсолютных единицах

$$T_M = \frac{W_{ээ}}{P_{p,c}} \quad (24)$$

и в относительных

$$t_M = \frac{T_M}{T_K} ,$$

где T_s – календарное время, за которое врабатывается
продукция Q_s , ч.

Как правило, $0,3I \leq t_m \leq 0,8I$.

В случае, если $t_m > 0,8I$ или $t_m < 0,3I$, расчеты должны
быть проверены. Следует либо дать специальное обоснование такого
положения (значительные объемы бурения, большой фонд разрывного
оборудования, другие причины).

Реактивные нагрузки по атому методу могут быть подсчитаны
уточненно с учетом коэффициентов реактивной мощности синхронных
электродвигателей.

Метод позволяет определять электрические нагрузки по годам
перспективного периода с учетом физической изменяющейся структуры
электроустановок и технологических параметров процессов. При
этом нет необходимости иметь готовую схему электроснабжения
нефтяных месторождений.

2.2.6. Сфера применения предложенных методов.

Методы расчета электрических нагрузок рекомендуются для
определения мощностей электрических нагрузок на стадии проекти-
рования. Для стадии перспективного планирования следует исполь-
зовать интегральный метод расчета нагрузок. При определении
электрических нагрузок на стадии эксплуатации рекомендуется ис-
пользовать методы определения электрических нагрузок групп бу-
ровых установок и интегральный метод расчета электрических на-
грузок. В приложении 1, справочном, приведен пример расчета
электрических нагрузок промышленного узла условного нефтяного
месторождения, получающего питание от подстанции 110/35/6 кВ.
В приложении 2, справочном, для того же месторождения рассчита-
ны перспективные нагрузки и электропотребление.

2.3. Определение полусуточного максимума мощности для расчетов предпринятий с энергосистемой

2.3.1. Для определения максимума нагрузки на стадии эксплуатации используется модель упорядоченной диаграммы электрических нагрузок в виде двухступенчатой кратчайшей фуники

$$P(t) = \begin{cases} M - t \left(\frac{M}{C} - 1 \right), & 0 \leq t \leq \frac{C}{M}; \\ C - \frac{C \left(t - \frac{C}{M} \right)}{1 - \frac{C}{M}}, & \frac{C}{M} < t \leq 1, \end{cases}$$

где $P(t)$ – модель графика нагрузки по активной мощности;

C, M – соответственно средняя и наибольшая мощность,

достигающая за период обследования, предшествующий планируемому, кВт;

t – относительное время, $0 \leq t \leq 1$.

2.3.2. Расчетный максимум определяется по формуле (16) и заявляется в энергосистему:

$$P_s = \begin{cases} C \left(1 + \frac{1}{3} \sqrt{\frac{M}{C} - 1} \right), & \frac{C}{M} \leq 0,75; \\ M, & \frac{C}{M} > 0,75, \end{cases}$$

где P_s – величина заявленной мощности, МВт.

2.3.3. Параметры модели $P(t)$ определяются следующим образом. I). При отсутствии ввода-вывода мощностей.

Средняя нагрузка C определяется путем снятия показаний счетчиков электрической энергии в начале и конце периодов суточного максимума энергосистемы за 3...5 суток, непосредственно предшествующих циклу заявления мощности в энергосистему:

$$C = \frac{K_{tt} K_{tm}}{\sum T_{ni}} \sum_{i=1}^n (I_{ni} - I_{hi}) \cdot 10^{-3}, \text{ кВт},$$

где I_{k1}, I_{m1} - показания счетчиков электроэнергии соответственно в конце и в начале i -го периода максимума энергосистемы;

K_{tt}, K_{th} - коэффициенты трансформации соответственно трансформатора тока и трансформатора напряжения, $A/A, B/B$;

T_{mi} - продолжительность i -го периода максимума энергосистемы, ч.

Например, для узла нагрузки имеются следующие показатели:

$$K_{tt} = \frac{100}{5} \frac{A}{A}; \quad K_{th} = \frac{6000}{100} \frac{B}{B};$$

$i = 6$, то есть измерения проводились в часы утреннего и вечернего максимумов энергосистемы за трое суток;

$$I_{m1} = 4888,6;$$

$$I_{k1} = 5156,4; \quad T_{m1} = 2 \text{ ч};$$

$$I_{m2} = 5935,3;$$

$$I_{k2} = 6393,4; \quad T_{m2} = 3 \text{ ч};$$

$$I_{m3} = 7235,6;$$

$$I_{k3} = 7358,3; \quad T_{m3} = 2 \text{ ч};$$

$$I_{m4} = 7886,8;$$

$$I_{k4} = 8193,4; \quad T_{m4} = 3 \text{ ч};$$

$$I_{m5} = 8762,4;$$

$$I_{k5} = 8896,6; \quad T_{m5} = 2 \text{ ч};$$

$$I_{m6} = 9449,4;$$

$$I_{k6} = 9832,3; \quad T_{m6} = 3 \text{ ч}.$$

Тогда

$$C = \frac{\frac{100}{5} \cdot \frac{6000}{100} \cdot 10^{-3}}{15} (5156,4 - 4888,6 + 6393,4 - 5935,3 + 7358,3 - 7235,6 + 8193,4 - 7886,8 + 8896,6 - 8762,4 + 9832,3 - 9449,4) = 133,8 \text{ кВт}.$$

Максимальная нагрузка M определяется в каждый период максимума энергосистемы при помощи счетчика с фиксированным полувременным максимумом или информационно-измерительных систем типа ИСЭ, АУС, ИЗСЭ или их модификаций путем установки фиксатора максимума мощности на нуль в начале каждого следующего периода максимума энергосистемы, величина M находится как наибольшая из фиксированных полувременных нагрузок.

Для того же примера в период T_{M1} нагрузка $P_{M1} = 168$ кВт; в период T_{M2} нагрузка $P_{M2} = 183$ кВт; в период T_{M3} нагрузка $P_{M3} = 116$ кВт; в период T_{M4} нагрузка $P_{M4} = 158$ кВт; в период T_{M5} нагрузка $P_{M5} = 102$ кВт; в период T_{M6} нагрузка $P_{M6} = 205$ кВт.

За величину M принимается $M = P_{M6} = 205$ кВт.

Проверяется:

$$\frac{C}{M} = \frac{133,8}{205} + 0,65 < 0,75,$$

тогда

$$P_3 = C \left(I + \frac{1}{3} \sqrt{\frac{M}{C} - I} \right) = 133,8 \left(I + \frac{1}{1,73} \sqrt{\frac{205}{133,8} - I} \right) =$$

= 190,3 кВт.

Как правило, заявление мощности в энергосистему на следующий месяц проводится 20 числа предыдущего месяца. Измерения должны проводиться в течение 15-19 чисел каждого месяца в часы максимума энергосистемы при отсутствии каких-либо перебоев в течение месяца, на который заявляется нагрузка.

Если отсутствует аппаратура фиксации максимума мощности, необходимо снимать показания счетчиков электровногих каждые полчаса в часы максимума энергосистемы, выбрать период, равный 0,5 ч, с наибольшим потреблением электроэнергии и найти величину M .

$$M = 2 \sqrt{W_a 0,5 \text{ макс}} \quad \text{кВт,}$$

где W_a — расход активной электроэнергии за полчаса наибольшего электропотребления, кВт·ч.

2) Для вновь вводимой технологии, плодящей, подставили расчет Π_3 ведется в соответствии с п.2.2.

3) Для подключения (переключения) мощности к существующей

$$C = C_I + C_{II};$$

$$M = M_I + M_{II},$$

где C_I , M_I — средняя и наибольшая мощность электроприемников, находящихся в эксплуатации (расчитывается по методике, описанной выше), кВт;

C_{II} , M_{II} — средняя и наибольшая мощность вновь подключаемых электроприемников, кВт.

C_{II} и M_{II} определяются для высоковольтных установок из табл.15, для смешанной или низковольтной нагрузки с числом электроприемников до 20...30.

$$C_{II} = \sum_{i=1}^n K_{ii} \rho_{ni};$$

$$M_{II} = \sum_{i=1}^n \rho_{ni},$$

где K_{ii} — коэффициент использования i -го электроприемника установки,

$$K_{ii} = K_{bi} \cdot K_{si},$$

где K_{bi}, K_{si} берутся из табл. 6-9;

ρ_{ni} —名义альная мощность i -го электроприемника, установки, кВт.

Для вводимых низковольтных электроприемников числом

$n > 20...30$

$$M_{II} = K_k C_{II},$$

где K_M находится по табл. 10 или табл. I.

2.3.4. При планировании регулировочных мероприятий дополнительное снижение максимальной нагрузки определяется по величине расчетной мощности выводимых в часы максимума энергосистемы двигателей КНС в соответствии с табл. I3.

2.3.5. Величины максимальных реактивных нагрузок асинхронных двигателей также определяются по предложеной методике.

2.3.6. Для смешанной - асинхронной и синхронной - нагрузки требуется провести системный расчет режима реактивной мощности соответствия с п. 2.8 настоящего документа.

Методические указания по расчету
электропотребления нефтяных месторождений

2.4. Общие рекомендации по применению методов расчета электропотребления

2.4.1. Планируемый расход электроэнергии определяется по расчетным удельным расходам электроэнергии в объеме производимой продукции:

$$W_a = \sum_{i=1}^n (\omega_i Q_i - W_{ei}), \quad \text{кВт·ч}, \quad (25)$$

где W_a - планируемый расход активной электроэнергии по группе технологических процессов, кВт·ч;
 Q_i - объем производства i -м технологическим процес-
сом, ед. продукции;
 ω_i - расчетный удельный расход электроэнергии i -м
производственного процесса, Вт·ч/ед. продукции;
 W_{ei} - расчетная экономия электроэнергии i -го техноло-
гического процесса, кВт·ч.

2.4.2. Удельные расходы электротехнических технологических процессов добчи нфти определяются расчетно-аналитическим методом. Удельный расход на добчу нефти по продолжению в целом может быть найден методами статистического моделирования путем сопоставления одно- и многофакторных моделей в зависимости от интегральных факторов.

2.4.3. Удельный расход электропитания из буровых скважин определяется методом расчета по показателям средних электрических нагрузок электродвигателей приводов главных механизмов. По объемному или упрощенному буровых работ могут быть составлены одиночные многофакторные статистические модели удельных расходов электропитания.

2.4.4. Удельные расходы электропитания на золаснабжение предприятий рассчитываются аналитическими методами или по показателям средних электрических нагрузок.

2.5. Структура электропотребления по технологическим процессам в нефтедобывающей промышленности

2.5.1. Добыча нефти, в том числе:

- 1) Глубиннонасосная механизированная добча нефти.
- 2) Газлифтная добча нефти.
- 3) Закачка воды в пласт.
- 4) Подготовка нефти (в том числе сброс воды на НУС, КСП).
- 5) Методы инженеризации добчи нефти, повышение нефтеводоотдачи (закачка газа в пласт, внутрив пластовое горючее, закачка реагентов в пласт, закачка воздуха в пласт и т.д.).
- 6) Собственномисловый расход (сбор и транспорт нефти по территории месторождения, сброс воды на месторождения, потеря в сливу и т.д.).

- 2.5.2. Буровое скважин.
- 2.5.3. Водоснабжение предприятий.
- 2.5.4. Сбор и транспорт попутного газа.
- 2.5.5. Транспорт нефти по пунктам сдачи управляемым магистральным нефтепроводом (помимо транспорта нефти).
- 2.5.6. Другое производственное потребление.

2.6. Методы расчета электропотребления

В качестве основных методов расчета удельного электропотребления технологических процессов рекомендуются следующие:

- 1) Расчетно-аналитический метод.
- 2) Метод расчета поэд по показателям средних электрических нагрузок.

3) Метод статистического моделирования.

Расчетно-аналитический метод определяет групповой технологический удельный расход электроэнергии в зависимости от ряда нормообразующих факторов (параметров) технологических процессов в виде:

$$W_i = k_{dr} f_i (\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_n), \quad (26)$$

где k_{dr} - коэффициент дополнительных расходов электроэнергии, определенный расчетами или экспериментальным путем, отк. ед.;

$\varphi_1, \varphi_2, \varphi_n$ - факторы (параметры) технологического процесса, средневзвешенные по совокупности технологических установок.

$$Q_k = \sum_{j=1}^n \frac{Q_{jk} \cdot \varphi_j}{\sum_{j=1}^n Q_{jk}},$$

где Q_k — производительность K -й установки, ед. продукции;
 φ_j — значение j -го фактора на K -й технологической установке.

Метод расчета удельного электропотребления по показателям средних электрических нагрузок определяет групповую технологическую норму по формуле

$$\omega_i = k_{\text{доп}} T_k \frac{\sum_{j=1}^n k_{kj} K_{kj} \rho_{nj}}{\sum_{j=1}^n Q_j}, \quad (27)$$

где T_k — календарное время, ч;
 k_{kj}, K_{kj} — коэффициенты соответственно включения в загрузки j -й установки, отн. ед.;
 ρ_{nj} —名义ная мощность электроприводов j -й установки, кВт;
 Q_j — плановая производительность j -й установки в течение времени T_k , ед.prod./ед. времени.

Метод статистического моделирования используется при расчете электропотребления сложных и составных технологических процессов (добыча нефти в целом, бурение скважин).

Однофакторные статистические модели определяются в виде полинома n -й степени:

$$y_n = \alpha_0 + \alpha_1 t + \alpha_2 t^2 + \dots + \alpha_n t^n, \quad (28)$$

где y_n — общезаводской или общий по предприятию удельный расход электроэнергии по K -у процессу, кВт.ч/ед.prod.;

$Q_{\text{ж}}, Q_{\text{ж}} -$ постоянные моделирования, отн. ед.;

t - фактор одноконтурной модели (обычно время).

Многоконтурные статистические модели определяются в виде:

$$y_t = \delta_0 + \sum_i \delta_i x_i, \quad (2)$$

где x_i - фактор многоконтурной модели;

δ_0, δ_i - постоянные моделирования, отн. ед.

2.6.1. Методика расчета удельных расходов электроэнергии по технологическим процессам добычи нефти.

Удельные расходы электроэнергии на добычу нефти определяются расчетно-аналитическим методом. В табл. I6 приведены расчетные формулы, определяющие зависимости между удельным расходом электроэнергии и основными контролируемыми нормообразующими параметрами. Для большинства технологических процессов основной структурной единицей являются насосный агрегат, для которого

$$\omega_i = K_{\text{оби}} \Delta H_i K_{\text{об.}}, \quad (3)$$

где ω_i - удельный расход электроэнергии i -го технологического процесса, кВт.ч/сц.прод.;

ΔH_i - перепад давления на входе-выходе насосов i -го технологического процесса, кг;

$K_{\text{об.}}$ - коэффициент, зависящий от обводненности добываемой или перекачиваемой продукции (нефтесодержащей жидкости), отн. ед.:

$$K_{\text{об.}} = 1 + \frac{\delta_i}{1 - \delta_i}, \quad (3)$$

где δ_i - обводненность нефтесодержащей жидкости, отн. ед.

$$\delta_i = \frac{Q_{\text{ж.и}} - Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{ж.и}}},$$

При добыче, перекачке или за качке в шлакт роди *Коби* применяется различными единицами.

Коб - интегральный коэффициент ζ -го процесса, учитывающий влияние прочих параметров.

Таблица 16

Общие расчетные формулы и контролируемые нормообразующие параметры технологических процессов добычи нефти

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Нормообразующие параметры, упрощенная расчетная формула
Добыча нефти насосным способом	$Q_n = 2,724 \cdot 10^3 K_{dp} \frac{1}{2\pi} (1 + \Gamma \rho_{np} 10^3 \frac{\delta_n}{r - \delta_n}) \cdot H_{dpn}, \text{ бн;}$ $\times (H_{dpn} + H_{res}), \quad \frac{K_{dp} \cdot \chi}{\pi},$	$Q_n = K_{dpn} H_{dpn} \times (1 + \frac{\delta_n}{r - \delta_n})$

где K_{dp} - коэффициент дополнительных расходов электроэнергии, отн. ед.;

Γ - средневзвешенный газовый фактор, $\text{м}^3/\text{т}$;

ρ_{np} - средневзвешенная плотность нефтяного попутного газа, $\text{кг}/\text{м}^3$;

H_{dpn} - глубина динамического уровня насосной скважины, м;

H_{res} - давление жидкости в сборных коллекторах ГЗУ, м. вод. ст.;

χ - кил установок насосной добычи (см. табл. 6,7), отн. ед.

Продолжение табл. 16

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Кормообразующие параметры, упрощенная расчетная формула
Добыча нефти газом	$Q_2 = 6,2 \cdot K_{22} R (1 - \delta_{22} / 1 - \delta_{22})$, лбр.т/м,	$Q_2 = K_{22} R (1 - \frac{\delta_{22}}{1 - \delta_{22}})$, δ_{22}, R
Где R - удельный расход газа на тонну жидкости, извлекаемой газом способом, м ³ /т т.ж.	δ_{22} - обводненность нефти, добываемой газом способом, отн. ед.;	
Сбор и транспорт нефти дополнительных насосных станций (ДНС)	$Q_{22} = 2,724 \cdot 10^3 K_{22} \frac{a_{22} \cdot \delta_{22}}{2_{22}}$, лбр.т/м, $\cdot (1 - \frac{\delta_{22}}{1 - \delta_{22}})$, лбр.т/м, $a_{22} = K_{22} \cdot K_{22}$, $\cdot (1 - \frac{\delta_{22}}{1 - \delta_{22}})$	
	где a_{22} - среднедавление перед давлением на входе-выходе насосов ДНС, м;	
	δ_{22} - кПа агрегатов ДНС, стн.ед.;	
	ДНС - обводненность нефти, транспортируемой ДНС;	
	K_{22} - коэффициент дополнительных расходов электроэнергии, отн. ед.	

Продолжение табл. 16

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Нормообразующие параметры, упрощенная расчетная формула
Подготовка нефти	$\omega_{\text{общ}} = K_{\text{др}} \left\{ 2,724 \cdot 10^3 \left[\frac{(\Delta H_c - \delta H_c)}{t_c} + \left(1 - \frac{\delta_{\text{др}}}{t - \delta_{\text{др}}} \right) + \frac{K_{\text{рн}} \Delta H_{\text{рн}}}{t_{\text{рн}}} + \Delta H_{\text{рн}} + \Delta H_{\text{др}} \right] + \frac{K_{\text{др}} \Delta H_c}{t_c} + K_{\text{др}} \delta_{\text{др}} \right\},$ $\text{кБт} \cdot \text{ч} / \text{т},$	$\Delta H_c, \delta_{\text{др}},$ $\left(1 - \frac{\delta_{\text{др}}}{t - \delta_{\text{др}}} \right) + \Delta H_{\text{рн}} + \Delta H_{\text{др}} \right]$

где $K_{\text{др}}$ - коэффициент дополнительных расходов электротехники;

$K_{\text{рн}}$ - коэффициент, учитывающий количество некондиционной нефти, возвращенной на повторную подготовку, отн. ед.;

$\Delta H_c, t_c$ - соответственно перепад давления, к., и кПа насосов сырой нефти;

$\Delta H_{\text{рн}}, t_{\text{рн}}$ - соответственно перепад давления, м, в кПа насосов горячей товарной нефти;

$\Delta H_{\text{др}}, t_{\text{др}}$ - соответственно перепад давления, м, и кПа насосов рециркуляции некондиционной нефти;

Продолжение табл. 16

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Параметры упрощенной расчетной формулы
Подготовка и утилизация пластовых вод и производственных стоков	$\mathcal{W}_{\text{пл}} = 2,724 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3} \cdot \frac{\text{дн}}{\text{год}} \cdot$ $\times \frac{\Delta H_{\text{пл}}}{t_{\text{пл}}} \left(K_{\text{пл}} + \frac{\delta_{\text{пл}}}{t - \delta_{\text{пл}}} \right),$ $\text{кВт} \cdot \text{ч/м}^3,$ $\Delta H_{\text{пл}} = \Delta H_{\text{пл}} \cdot \alpha_{\text{пл}}$	$\Delta H_{\text{пл}},$ $\alpha_{\text{пл}},$ $\Delta H_{\text{пл}} = \Delta H_{\text{пл}} \cdot \alpha_{\text{пл}}$

где $A_{\text{ср}}$ – коэффициент, дополнительных расходов электротехники, отн. од.;

Продолжение табл. 16

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Нормообразующие параметры, упрощенная расчетная формула
	<p>$K_{ст}$ - коэффициент, учитывающий долю утилизации пластовых вод и производственно-ливневых стоков,</p> $K_{ст} = 0,20 - 0,25;$ <p>$\delta_{х_0}$ - количество отделяющейся (холодный отстой) пластовой воды в отстойниках предварительного сброса воды, приходящейся на одну тонну жидкости, отн.ед.;</p> <p>$\Delta H_{п, 2, б}$ - плавирующий перепад давлений, м, и кПа насосов перекачки сброшенной воды в пластовых вод.</p> <p>Суммарный расход электроэнергии на сбор и транспорт нефти и подготовку и утилизацию производственно-ливневых стоков составляет основную часть общепромыслового расхода электроэнергии:</p> $W_{эср} = K_{ст} (W_{х_0} Q_n + \Delta H_{п, 2, б} Q_n),$ <p>тыс. кВт.ч.</p> <p>Q_n - коэффициент, учитывающий прочие промысловые расходы по теоретическим расчетам или по статистической отчетности за прошлые годы</p>	

Окончание табл. I6

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Нормообразующие параметры расчетной формулы
Закачка воды в пласт	$\omega_3 = 2.724 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ $+ \frac{\omega_{\text{Нас}}}{\omega_{\text{нас}}} \rho_{\text{в пласт}},$ $\text{кг/м}^3 \text{,}$ <p>где $\omega_{\text{Нас}}$, $\omega_{\text{нас}}$ - соответственно перепад давлений, м, и кПа насосов ЮС;</p> <p>$\rho_{\text{в пласт}}$ - плотность воды, подаваемой в изолятотольные скважины, т/м^3.</p>	$\omega_{\text{нас}}$, $\omega_{\text{нас}} = \text{Кон} \cdot \omega_{\text{Нас}}$
Добыча нефти, всего	$\omega_{\text{дн}} = \frac{Q_{\text{дн}} \omega_{\text{дн}}}{Q_{\text{дн}}} \omega_{\text{дн}} +$ $+ \frac{Q_{\text{дн}} \omega_{\text{дн}}}{Q_{\text{дн}}} \omega_{\text{дн}},$ <p>где $Q_{\text{дн}}$ - объем добычи нефти насосным способом, тыс.т;</p> <p>$\omega_{\text{дн}}$ - объем добычи нефти газифром, тыс.т;</p> <p>$Q_{\text{дн}}$ - объем закачки воды в пласт, м^3;</p> <p>$\omega_{\text{дн}}$ - объем добычи нефти всеми способами, тыс.т;</p> <p>$\omega_{\text{дн}}$ - общепромысловый расход электроэнергии, тыс.кВт·ч.</p>	

При проектировании следует применять точные (общие) формулы для расчета удельных расходов электроэнергии на добчу нефти.

При эксплуатации в упрощенные формулы подставляются фактические удельные расходы электроэнергии за прошлые периоды, а также фактические значения нормообразующих параметров за те же периоды времени и рассчитываются интегральные коэффициенты $K_{\text{нр}}$ по каждому процессу, используемые в дальнейшем для планирования удельных расходов электроэнергии и расчетов электропотребления на один-два последующих периода времени. Рекомендуется применять средневзвешенный $K_{\text{нр}}$ за три предыдущих промежутка времени:

$$K_{\text{нр},b} = \frac{K_{\text{нр}}(n-2) \cdot V_{\text{пр}}(n-2) + K_{\text{нр}}(n-1) \cdot V_{\text{пр}}(n-1) + K_{\text{нр}}(n) \cdot V_{\text{пр}}}{V_{\text{пр}}(n-2) + V_{\text{пр}}(n-1) + V_{\text{пр}}},$$

где $V_{\text{пр}}(n-2), V_{\text{пр}}(n-1), V_{\text{пр}}$ - объем производства продукции за три предыдущих планируемому $(n + 1)$ промежутку времени, тыс. т.

В дальнейшем в формулу подставляются для каждого процесса полученные средневзвешенные $K_{\text{нр}}$.

В приложении 3, справочном, приведен пример планирования расхода электроэнергии на добчу нефти для эксплуатирующего предприятия.

При планировании расходов электроэнергии вновь вводимых подразделений следует пользоваться общими формулами для расчетов удельных расходов электроэнергии.

2.6.2. Расчет удельного расхода электроэнергии на бурение скважин

$$\hat{w}_b = \frac{w_{\text{б}} \cdot K_{\text{бсп}} - w_{\text{эб}}}{H}, \text{ кВт.ч/м.прок.} \quad (32)$$

где

$K_{\text{всп}} - \text{коэффициент, учитывающий дополнительные расходы электроэнергии на вспомогательное производство}$

$$K_{\text{всп}} = 1,3 \dots 1,4;$$

$W_{\text{эф}} - \text{технологический расход активной электроэнергии на бурение скважин, тыс.кВт.ч.}$

$$W_{\text{эф}} = 8,76 K_{\text{л}} \left[\sum_{i=1}^m (K_{\text{эл}} K_{\text{эн}} P_{\text{л},i} + K_{\text{всп}} K_{\text{эн}} P_{\text{н},i}) \right], \quad (1)$$

тыс кВт ч,

$K_{\text{л}} - \text{коэффициент, учитывающий дополнительные расходы электроэнергии на работу вспомогательных механизмов.}$

Принимается $K_{\text{л}} = 1,15 \dots 1,30$;

$K_{\text{эл}}, K_{\text{эн}} - \text{коэффициенты загрузки электродвигателей лебедок буровых насосов (табл. I7);}$

$K_{\text{эл}}, K_{\text{всп}} - \text{коэффициенты загрузки электродвигателей лебедок буровых насосов (табл. I8);}$

$P_{\text{л}}, P_{\text{н}} - \text{名义ная мощность двигателей лебедок и насосов, кВт (табл. I7);}$

$m - \text{общее число буровых станков}$

$$W_{\text{эф}} = K_{\text{о}} \frac{H V_{\text{к}}^3}{f_2 V_{\text{к}}},$$

$K_{\text{о}} - \text{коэффициент осложнения, 1,1 \dots 1,3;}$

$H - \text{годовой объем бурения, тыс.м;}$

$V_{\text{к}} - \text{планируемая коммерческая скорость бурения, м/ст.мес;}$

$f_2 - \text{планируемое снижение электропотребления в бурении, тыс.кВт.ч.}$

Таблица I7

Значения коэффициентов загрузки и номинальных мощностей электродвигателей приводов главных механизмов буровых установок

Тип установки	Лебедка		Насосы	
	P_L , кВт	$K_{эл}$	P_H , кВт	$K_{эи}$
БУ 2000	320	0,82	640	0,83
БУ 2500	450	0,81	1260	0,78
БУ 3000	500	0,71	1260	0,79
БУ 4000	1420	0,63	920	0,86
В среднем (при отсутствии данных о типах буровых установок)	500	0,75	1260	0,78

Таблица I8

Значение коэффициентов включения электродвигателей лебедки и насосов

Объединение	Коэффициенты включения	
	лебедки $K_{вл}$	насосов $K_{вн}$
Нижневартовскнефтегаз	0,20	0,23
Варзуганнефтегаз	0,22	0,23
Сургутнефтегаз	0,24	0,27
Юганскнефтегаз	0,27	0,32
Краснолентинскнефтегаз	0,23	0,28
Ноябрьскнефтегаз	0,19	0,16
Урайнефтегаз	0,26	0,28
Пурнефтегаз	0,19	0,16
Лангепаснефтегаз	0,21	0,23
Когалымнефтегаз	0,23	0,26

Удельные расходы электроэнергии могут быть оценены по фактическим моделям в виде

$$y = b_0 + b_1 x_1 + b_2 x_2 + b_3 x_3, \quad (3)$$

где

y - удельный расход электроэнергии, кВт.ч/м проход;

x_1 - средняя глубина скважин, м;

x_2 - средняя кинематическая скорость бурения,

м проход./ст.мес;

x_3 - среднее число вибраций на один скважину, ст.;

b, b_i - постоянные моделирования.

В табл. 19 представлена зависимость для удельного расхода электроэнергии от скважин по объектам Западной Сибири.

Таблица 19

Модели удельного расхода электроэнергии из буровых скважин по объектам Западной Сибири

Объекты	Расчетные формулы
Нижневартовский нефтегаз Лянгэлэнсюйтегаз]	$y = 8,05 - 0,011x_1 + 0,019x_2 - 0,253x_3$
Варьеганский нефтегаз	$y = 11,35 + 0,005x_1 + 0,009x_2 - 0,193x_3$
Сургутский нефтегаз Когалымский нефтегаз]	$y = 21,12 + 0,018x_1 - 0,002x_2 + 0,220x_3$
Юганский нефтегаз	$y = 23,59 + 0,008x_1 + 0,003x_2 + 0,186x_3$
Краснодарский нефтегаз	$y = -9,32 + 0,029x_1 + 0,011x_2 - 1,630x_3$
Урайский нефтегаз	$y = -11,66 + 0,023x_1 + 0,016x_2 - 0,921x_3$
Ноябрьский нефтегаз Пуркайский нефтегаз]	$y = 53,95 - 0,001x_1 + 0,003x_2 - 0,151x_3$
Глевтименческий нефтегаз	$y = 77,73 - 0,010x_1 + 0,001x_2 + 0,001x_3$

Модели рекомендуются к применению для оценочных расчетов при отсутствии кардинальных изменений в технологии бурения скважин.

2.6.3. Расчет удельного электропотребления
на водоснабжение нефтеперерабатывающих предприятий

Водоснабжение из открытых водных источников с попутной подкачкой

$$W_{ob} = \frac{273 \cdot 10^3 \frac{H_1}{z_1} Q_1 \cdot 273 \cdot 10^3 \left(\frac{H_2}{z_2} Q_2 + \frac{H_3}{z_3} Q_3 + \dots \right)}{Q_r} \cdot \frac{\text{кВт.ч}}{\text{м}^3}, \quad (35)$$

где H_1 - средневзвешенное среднее давление на насосных станциях первого подъема, м;

z_1 - средневзвешенный кПД насосов первого подъема, отн.ед.;

H_2, H_3 - давление на станциях подкачки (второго, третьего и т.д. подъемов), м;

z_2, z_3 - кПД насосов второго, третьего и т.д. подъемов, отн.ед.;

Q_1, Q_2, Q_3 - объемы добывки (перекачки) воды насосами первого, второго и т.д. водоподъемов, тыс.м³.

Водоснабжение из скважин водозаборов

$$W_{ob} = 273 \cdot 10^3 \frac{H_{aob}}{z_{aob}}, \quad \text{кВт.ч/м}^3, \quad (36)$$

где H_{aob} - средневзвешенный уровень водозаборных скважин, оборудованных насосами ЭЦВ, м;

z_{aob} - кПД скважинного водозабора, отн.ед.

Общий удельный расход электроэнергии на водоснабжение определяется

$$W_{sc} = \frac{W_{ob} Q_{ob} + W_{ob} Q_{ob}}{Q_{ob} \cdot Q_{ob}}, \quad \text{кВт.ч/м}^3, \quad (37)$$

Q_{ob} - объем добывки воды из скважин, тыс.м³;

Q_{ob} - объем добывки воды из открытых водных источников

2.6.4. Расчет удельного электропотребления на внешний транспорт нефти.

$$\omega_{\text{неф}} = 5667 \cdot 10^3 \frac{N_{\text{неф}}}{\tau_{\text{неф}}} , \text{ кВт.ч/т,} \quad (38)$$

где $N_{\text{неф}}$ – средненапорный (средний) напор, развиваемый насосами внешнего транспорта нефти, м;

$\tau_{\text{неф}}$ – средневзвешенный (средний) КПД насосов и транспортной системы для внешнего транспорта нефти, отн. ед.

2.6.5. Расчет удельного электропотребления на сжатие газа транспорта полутного газа.

Для концевых ступеней сепарации

$$\omega_{\text{кк}} = \frac{0,063 f_1 \frac{P_1}{P_2}}{\tau_{\text{кк}}} , \text{ кВт.ч/т,} \quad (39)$$

f_1 – средневзвешенное давление на выходе компрессоров концевых ступеней сепарации, МПа;

f_2 – средневзвешенное давление перед компрессорами концевых ступеней сепарации, МПа;

$\tau_{\text{кк}}$ – КПД компрессорных станций концевых ступеней сепарации, в среднем 0,61...0,67;

для транспортных компрессорных станций полутного газа

$$\omega_{\text{тк}} = \frac{0,058 f_2 \frac{P_1}{P_2}}{\tau_{\text{тк}}} , \quad (40)$$

f_2 – средневзвешенное давление на выходе компрессорных станций транспорта газа, МПа;

p_t - средневзвешенное давление подпора компрессорных станций транспорта газа, МПа;

η_m - КПД компрессорных станций транспорта газа, в среднем 0,71...0,77.

2.6.6. Общий расход электроэнергии по совокупности технологических процессов обезвоживания определяется по формуле

$$E_{\text{общ}} = 1,15 (\omega_{\text{д}} Q_{\text{д}} + \omega_{\text{в}} H \cdot \omega_{\text{в}} Q_{\text{в}} + \omega_{\text{т}} \cdot Q_{\text{т}} + \omega_{\text{к}} Q_{\text{к}} + \omega_{\text{т}} Q_{\text{т}}) \cdot \eta_{\text{м}} \quad (41)$$

где $Q_{\text{д}}$, $Q_{\text{в}}$, $Q_{\text{т}}$, $Q_{\text{к}}$ - соответственно объемы добычи нефти, тыс.т; добывки воды, тыс.м³; внешнего транспорта нефти, тыс.т; сбора и транспорта газа концевых ступеней сепарации, млн.м³; компримируемого газа для транспорта, млн.м³.

2.7. Организация и проведение регулировочных мероприятий нефтяной промышленности.

2.7.1. Основные положения.

I). Управление электропотреблением нефтяного месторождения наиболее эффективно осуществляется путем перевода КНС в режим трендоля-регулятора суточного графика электрической нагрузки. Результатом отключения определенной части насосных агрегатов в целях энергосистемы части максимальной нагрузки и использования технологического резерва в остальное время суток. Расчет количества потребителя-регулятора, то есть определение количества квоточных и дополнительно используемых резервных агрегатов, а также вызываемые этим изменения в энергетических и технологических режимах КНС проводятся при условии обязательного выполнения

плана закачки воды в пласт с учетом имеющихся технических и технологических ограничений и исходя из существующих, экспериментально определенных характеристик насосных агрегатов и технологических систем КНС. Выбор окончательного режима потребителя-регулятора КНС проводится по экономическому критерию, учитываяшему затраты НПДУ на электроэнергию по действующему тарифу на электроэнергию и с учетом дополнительных эксплуатационных затрат на обслуживание технологического и электрического оборудования. После расчетного выбора режима потребителя-регулятора КНС проводится его предварительное испытание в течение суток. В период испытаний определяются и корректируются технологические и энергетические параметры работы КНС в режиме потребителя-регулятора.

2). При внедрении режима потребителя-регулятора из нескольких КНС, питавшихся от разных ТП напряжением 35 кВ, подключенных к одной ТП 110 (220) кВ, которая является точкой раздела между НПДУ и энергосистемой, возможно раздельное использование регулирующих эффектов от разных КНС для утреннего и вечернего максимума нагрузок.

Целесообразность такого режима очевидна для КНС с малым технологическим резервом и при ограничении количества пусков. При этом следует добиваться равномерного уменьшения вечернего и утреннего максимума нагрузки питавшей ТП, а в качестве заявленного энергосистеме принимать наибольший.

3). Экспериментальное определение гидравлических и энергетических характеристик насосных агрегатов и технологических систем проводится по приборам технологического контроля КНС и расходам электроэнергии. Для определения электропотребления насосных агрегатов возможна дополнительная установка ваттметров или счетчиков активной энергии.

4). Снижение участия КИС в максимуме нагрузки энергосистемы в результате ввода в эксплуатацию режима потребителя-регулятора КИС учитываема при составлении коммерческого договора между ИГДУ и Энерготом на электропотребление ТИ, имеющей КИС или группу КИС, за которых вводится режим регулятора-потребителя.

2.7.2. Экспериментальное определение гидравлических и энергетических характеристик насосных агрегатов и технологических тонн КИС.

1). Насосные агрегаты КИС характеризуются гидравлической и гидравлической характеристиками:

Гидравлическая характеристика выражает зависимость шифферонного напора центробежного насоса, $M_{\text{шн}}$, от его производительности, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Энергетические характеристики выражают зависимость потребляемой электродвигателем насоса мощности, кВт, и удельного расхода электроэнергии, $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$, от производительности, $\text{м}^3/\text{ч}$.

2). Определение гидравлической и энергетических характеристик насосных агрегатов проводится путем изменения напора рабочей среды КИС при последовательном отключении нескольких основных агрегатов. При этом из работающих агрегатах для каждого значения давления определяются следующие технологические и гидравлические параметры:

- давление на выходе насосного агрегата;
- давление на входе насосного агрегата;
- производительность насосного агрегата;
- потребление активной мощности и электроэнергии приводным двигателем насосного агрегата.

При использовании суммарных приборов контроля производительности

насосных агрегатов и их электропотребления продолжительность каждого режима должна быть не менее 20 мин. Затем показания приборов приводятся соответственно к часовому или мгновенным измерениям.

Для определения гидравлических и энергетических характеристик насосных агрегатов необходимо зафиксировать не менее 3 режимов в области их предполагаемой работы.

3). Одновременно при определении характеристик отдельных насосных агрегатов определяются следующие характеристики КНС:

напорная характеристика приемной системы на распределительной гребенке КНС;

напорная характеристика низкокапорных водоводов КНС;

гидравлические потери давления в обвязке КНС.

Напорная характеристика приемной системы КНС выражает зависимость давления на распределительной гребенке, МПа, от производительности КНС, представляющей собой сумму производительностей отдельных агрегатов, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Напорная характеристика низконапорных водоводов КНС представляет собой зависимость давления на входе КНС, МПа, от производительности КНС, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Гидравлические потери давления в обвязке КНС определяются как разность между давлениями на выходе насосных агрегатов и распределительной гребенке и могут быть приняты независящими производительности отдельных агрегатов. (Как правило, гидравлические потери составляют 0,3-0,5 МПа).

4). Результаты проведенного экспериментального определения гидравлических и энергетических характеристик насосных агрегатов технологических систем КНС заносятся в протокол испытаний (ложение 4, обязательное).

2.7.3. Разработка режима потребителя-регулятора суточного графика электрической нагрузки КИС.

1). При разработке режима потребителя-регулятора за базисный режим работы КИС в часы минимума нагрузки энергосистемы принимается режим работы с включенным максимального количества агрегатов, кроме исправных, и технологического резерва. Параметры этого режима целесообразно определять экспериментально.

2) В технологический резерв входит насосные агрегаты, имеющие либо схожие с другими хулии гидравлические и энергетические характеристики.

3). Технические ограничения для работы КИС в часы минимума нагрузки энергосистемы будут являться:

минимальное давление на приеме насосных агрегатов;
максимальное давление на гребенке.

Если работа КИС в таком режиме невозможна, технологический резерв КИС увеличивают.

4). Для режима КИС в часы минимума электрической нагрузки энергосистемы строят гидравлические и энергетические характеристики продолжительной работы включенных насосных агрегатов на распределительную гребенку. При этом давление, развиваемое каждым насосом, приводимое к распределительной гребенке при конкретной производительности, определяется:

$$H_{\text{нас}}(Q) = H_{\text{диф}}(Q) + H_{\text{в.}}(Q_2) - \Delta H_{\text{об}}, \quad (42)$$

где $H_{\text{диф}}(Q)$ – давление, развиваемое насосом при производительности Q , $\text{м}^3/\text{с}$;

$H_{\text{в.}}(Q_2)$ – давление на выходе насоса при суммарной производительности всех включенных насосов КИС Q_2 , МПа ;

$\Delta H_{\text{об}}$ – потеря напора на гребенке из-за сопротивления гидравлическим соединениям и трения в трубопроводе, МПа .

$\Delta H_{об}$ – потеря давления в обвязке КНС, м.в.

Суммарная производительность Q определяется как сумма производительностей отдельных агрегатов. Напорные характеристики отдельных агрегатов строятся графически в осях координат Q, H . Напорная характеристика параллельной работы насосных агрегатов определяется как сумма производительностей отдельных насосных агрегатов при равных давлениях.

Гидравлический и энергетический режимы КНС в часы минимума нагрузки энергосистемы будут определяться точкой пересечения гидравлических характеристик параллельной работы насосных агрегатов единой системы КНС, построенных в одной системе координат.

5). По соответствующим точке пересечения значениям определяется давление, развиваемое всеми работающими насосными агрегатами. По соответствующим экспериментальным характеристикам отдельных насосных агрегатов определяются производительность Q_i , мощность, потребляемая двигателями P_i , и удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт α_i . Показатели работы КНС в часы минимума нагрузки энергосистемы определяются

$$P_{\text{мин}} = (24 - t_{\text{макс}}) \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (4)$$

$$\mathcal{E}_{\text{мин}} = (24 - t_{\text{макс}}) \sum_{i=1}^n \alpha_i Q_i, \quad (4)$$

где $\mathcal{E}_{\text{мин}}$ – электроэнергия, потребленная КНС в часы минимума нагрузки энергосистемы на закачку воды, кВт.ч;

$t_{\text{макс}}$ – суточная продолжительность максимума нагрузки энергосистемы, ч;

$P_{\text{мин}}$ – объем закачки воды в часы минимума нагрузки энергосистемы, м³.

6). Оставшийся объем закачки воды, который КНС необходимо поднить в часы максимума нагрузки энергосистемы, определяется:

$$V_{\text{зак}} = \Pi - V_{\text{закм}} , \quad (45)$$

$V_{\text{закм}}$ – объем закачки КНС в часы максимума нагрузки энергосистемы, м^3 ;

Π – суточный план закачки воды в пласт, м^3 .

7). Количество работающих агрегатов в часы максимума нагрузки энергосистемы в первом приближении может быть определено:

$$n_{\text{зак}} = \frac{V_{\text{зак}}}{\dot{V}_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}}} . \quad (46)$$

$\dot{V}_{\text{ном}}$ – номинальная производительность агрегата КНС, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Полученная величина округляется до большего целого числа.

Состав агрегатов, работающих в часы максимума нагрузки, выбирается таким, чтобы в группу отключаемых насосов входили агрегаты с ухудшенными гидравлическими и энергетическими характеристиками.

8). Скорательно гидравлический и энергетический режимы КНС в часы максимума нагрузки определяются таким же методом, что и в режиме минимума нагрузки.

Для режима максимума нагрузки определяются следующие показатели:

$$P_{\text{зак}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{зак}}} P_i , \quad (47)$$

$$Z_{\text{зак}} = \dot{V}_{\text{зак}} \sum_{i=1}^{n_{\text{зак}}} a_{i, \text{зак}} Q_i , \quad (48)$$

где Φ_{max} - участие КНС в максимуме нагрузки энергосистемы;
 \dot{E}_{max} - электроэнергия, потребленная КНС за период между
максимальных нагрузок энергосистемы, кВт·ч.

9). Рассчитанный режим определяется по экологическому критерию:

$$T_{cyc} = \int_{65}^{\infty} C_0 \varphi_{max} + 1,025 C_0 (\dot{E}_{min} + \dot{E}_{max}),$$

где T_{cyc} - затраты на электроэнергию, потребляемую КНС за
1 сутки;

10). Технологические ограничения для режима максимума
нагрузки:

максимальная мощность, потребляемая двигателями насосов;
максимальная производительность, развиваемая насосами;
максимально допустимая производительность КНС;
максимально допустимое количество работающих агрегатов.

II). Для сравнения с выбранным режимом рассчитывается еще один режим работы КНС с потребителем-регулятором, при котором технологический резерв в часы максимума работы энергосистемы различается на 1 агрегат. Если значение экономического критерия при этом уменьшается, необходимо рассчитать режим при большем значении технологического резерва, и наилучше эффективный режим будет являться суточный режим работы КНС при меньшем значении

Все работы при разработке режима потребитель-регулятор рекомендуется выполнять с использованием ЭВМ. Такая программа разработана в Гипротранснефтегазе.

12). Окончательно гидравлические и энергетические параметры режима потребителя-регулятора суточного графика нагрузки КНС проектируются в результате измерений соответствующих характеристик работы КНС при выбранных оптимальных составах насосных агрегатов.

в часы минимума и максимума нагрузки. Гидравлические и энергетические характеристики режима заносятся в протокол предварительных испытаний технологического режима (приложение 5, обязательное). По результатам предварительных испытаний определяется разрыв по закачке воды в пласт из пород под действием технологического процесса. Если он превышает требуемое предели, в часы минимума нагрузки энергосистема отключается дополнительно соответствующее количество агрегатов. Целесообразно проводить эти отключения в дневные часы между утренним и вечерним максимумами нагрузки и совмещать их с техническим обслуживанием агрегатов. Для этой цели используются, в первую очередь, насосные агрегаты, имеющие относительно худшие энергетические характеристики, что обеспечивает в результате снижение энергозатрат.

2.7.4. Организационно-технические мероприятия по поддержанию режима потребителя-регулятора КИС.

I). По результатам разработки и предварительных испытаний технологического процесса работы КИС в режиме потребителя-регулятора суточного графика электрической нагрузки разрабатывается план-график включения-отключения насосных агрегатов в течение суток и технологическая карта гидравлических и энергетических режимов работы КИС. План-график содержит сведения о времени включения и отключения агрегатов, о технологическом разрыве, регулирующих агрегатах и постоянно включенных агрегатах (приложение 6, обязательное). План-график составляется по менее чем на месяц. Оперативная корректировка плана-графика осуществляется при выходе агрегата из строя или при неизбежном недовыполнении суточного плана закачки в пласт. В этом случае в работу вводится агрегат из технологического разрыва с относительно лучшими характеристи-

кам. Число агрегатов, выключенных в часы максимума нагрузки энергосистемы, в любом случае не должно превышать указанное в плане-графике.

План-график корректируется при замене вышедшего из строя насоса новым или при изменении удельного расхода электроэнергии отдельного агрегата более чем на 10%. Для этого исследуются характеристики только агрегатов с возникшими характеристиками. Выбор режимов работы агрегатов в течение суток осуществляется по тому же принципу: агрегаты с относительно худшими характеристиками переводятся в состав регулирующей группы или в технологический резерв. План-график составляется главным технологом и утверждается главным инженером НГШ, вывешивается в помещении операторной КИС и подлежит обязательному исполнению.

2). Для обеспечения и контроля технологических и энергетических режимов КИС в течение суток разрабатывается технологическая карта режима потребителя-регулятора суточного графика электрической нагрузки КИС. Технологическая карта режима потребителя-регулятора содержит сведения о суточном плане закачки воды в плавсн, показателях режима приемной системы КИС, технических ограничениях, накладываемых на режимы КИС, насосных агрегатах и приводных двигателях, показатели электропотребления КИС в течение суток, а также параметры режима КИС и отдельных агрегатов в течение суток (приложение 7, обязательное).

3). Оперативный режим контроля электропотребления КИС в часы максимума нагрузки энергосистемы осуществляется лажурным персоналом КИС по приборам технического учета электроэнергии (счетчикам активной энергии) или по ваттметрам или амперметрам, установленным на вводах секций технологических распределительных устройств

участие в утреннем (вечернем) максимальные нагрузки, МВт, определяются при контроле по счетчику электроэнергии:

$$\rho_{max} = \frac{\sum_{i=1}^n w_{i, max}}{t_{max}} \cdot 10^{-3}, \quad (50)$$

где $\sum w_{i, max}$ суммарная электроэнергия по всем вводам, потребленная КС за время утреннего (вечернего) максимума.

При контроле по ваттметру

$$\rho_{max} = \sum_{i=1}^n \rho_i. \quad (51)$$

При контроле по амперметрам

$$\rho_{max} = 10^{-3} \sum_{i=1}^n \sqrt{3} U_i I_i \cos \varphi_i, \quad (52)$$

где U_i - линейное напряжение на вводах, кВ;

I_i - ток ввода, А;

$\cos \varphi_i$ - коэффициент мощности ввода, 0.6.

Если требование к поддержанию коэффициента мощности в течение суток не предъявляется, приписывается $\cos \varphi_i = 1$.

4). Сведения об участии КС в утреннем и вечернем максимальных нагрузках заносятся в оперативный журнал КС. Характеристики используемых агрегатов, электропотребление КС контролируются технологическим персоналом. Частотичность контроля - 1 раз в неделю. Технологический режим регулирования электропотребления КС контролируется также энергетической службой НГДУ. Контроль осуществляется при возникновении кадастрового договора на электропотребление ТЦ, лицензий КС.

5). Пример разработки технологического процесса потребителя-регулятора КС приведен в приложении 8, справочном.

2.7.5. Методика расчета экономической эффективности от введения режима потребитель-регулятор.

1). За базу сравнения принимаются технико-экономические показатели работы КС с равномерной загрузкой насосных агрегатов в течение суток. Экономический эффект рассчитывается в соответствии с формулой

$$3_r = [(U_r \cdot E_r K_r) - (U_0 \cdot E_0 K_0)] A_r , \quad (53)$$

где U_r, U_0 – эксплуатационные расходы по базовому и новому вариантом соответственно, тыс.руб.;

E_r – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, о.е.;

K_r, K_0 – капитальные вложения по базовому и новому варианту соответственно, тыс.руб.

2). Удельный экономический эффект равен

$$3_{yd} = \frac{\partial f}{\partial P_{max}} , \quad (54)$$

где ΔP_{max} – изменения потребления активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы, МВт.

Величина U_r соответствует затратам потребителя по двухступенчатому тарифу с основной ставкой за заявленный максимум:

$$U_r = C_0 P_{max} + 1,025 \cdot C_1 \vartheta_r , \quad (55)$$

где ΔP_{max} – потребляемая энергия за год, МВт.ч.

Величина U_0 определяется по формуле

$$U_0 = C_0 P_{max} + 1,025 \cdot C_1 \vartheta_0 + H_{ar} , \quad (56)$$

где H_{ar} – амортизационные отчисления, тыс.руб.

$$H_{\text{ср}} = H K_d, \quad (37)$$

где H - норма амортизационных отчислений (для насосного агрегата 20,4 %);
 K_d - величина дополнительных капитальных вложений, тыс. руб.

3). Пример определения экономической эффективности регулирования нагрузки нафтотранспорта приведен в приложении 9, справочном.

2.8. Организация компенсации реактивной мощности в электрических сетях нефтепромыслов

В соответствии с приказом № 69-О1 предприятия должны поддерживать экономически обоснованное значение реактивных мощностей, регламентированные энергоснабжающей организацией, а именно:

в часы максимума активной нагрузки энергосистемы - оптимальное полусуточное значение реактивной мощности $Q_{\text{э1}}$;

в часы минимума активной нагрузки энергосистемы - оптимальное значение средней реактивной мощности $Q_{\text{э2}}$.

Для поддержания значений мощностей $Q_{\text{э1}}$ и $Q_{\text{э2}}$ необходимо осуществлять компенсацию реактивной мощности (КРМ) посредством использования компенсирующей способности СД и установки компенсирующих устройств (КУ).

Осуществление КРМ позволяет получить следующий эффект:

1) снижение потерь активной мощности и энергии в распределительных сетях;

2) снижение загрузки трансформаторов, установленных на главных понизительных подстанциях;

повышение пропускной способности линий;

4) повышение качества электрической энергии в сетях в соответствии с требованиями, регламентированными ГОСТ 13109.

Для успешного решения задачи КРИ в электрических сетях тепромыслов необходимо определение оптимальных значений реактивных мощностей $Q_{\text{э}}^*$ и $Q_{\text{э}}^{\text{ср}}$.

2.8.1. Методика расчета задаваемых энергоснабжающей организацией потребителю оптимальных значений реактивных мощностей

I). Методика позволяет определять оптимальную значение активной мощности, передаваемой из сетей энергосистемы в период максимума активной нагрузки $Q_{\text{н}}$, а также оптимальное значение средней реактивной мощности, передаваемой из сети или прирученной в сеть энергосистемы за период максимума активной нагрузки.

Используя предлагаемую методику, потребитель может: проверять заданные энергоснабжающей организацией оптимальные значения реактивных мощностей $Q_{\text{э}}^*$ и $Q_{\text{э}}^{\text{ср}}$;

заблаговременно, до изменения заданных значений $Q_{\text{э}}^*$ рассчитать возможные различия новых значений реактивных мощностей и разработать организационно-технические мероприятия.

Методика основана на использовании расчетных коэффициентов A , соответствующих средним условиям передачи реактивной мощности по сетям энергосистем и потребителей электроэнергии с учетом различных затрат на потери мощности и электроэнергии в различных районах объединенных энергосистем (ОЭС).

2). Значение $Q_{\text{э}}^*$ для предприятий с присоединенной мощностью 750 кВ.А и более, получающих питание от сетей с несколькими ступенями трансформации, определяют как меньшее из значений, определенных по формулам:

$$Q'_{31} = AP_{\Phi}^{\frac{2}{3}}, \quad (58)$$

$$Q'_{32} = Q_{\Phi}^{\frac{2}{3}} - Q_{\Phi \text{ max}}^{\frac{2}{3}}, \quad (59)$$

A - коэффициент, определяемый по табл. 19 в зависимости от высшего напряжения подстанции с низшим напряжением 6-20 кВ;

$P_{\Phi}^{\frac{2}{3}}$ - 30-минутный максимум активной нагрузки потребителя в часы максимальной нагрузки энергосистемы в IУ квартале прошедшего года;

$Q_{\Phi}^{\frac{2}{3}}$ - 30-минутный максимум реактивной нагрузки в те же часы;

$Q_{\Phi \text{ max}}^{\frac{2}{3}}$ - возможное увеличение генерации реактивной мощности синхронных двигателей (СД) 6-10 кВ (без учета резервных) в те же часы (выявляется при анализе режимов их работы).

Таблица 20

Значения коэффициента A при высшем напряжении подстанции 35-330/6-20 кВ

ОЭС	35 кВ	110-150 кВ	220-330 кВ
Ю-Земля, Центр, Юж. Волги, Юг, Южного Казахстана	0,23	0,28	0,37
Юж. Азия	0,30	0,35	0,47
ПМ	0,24	0,29	0,40
В	0,27	0,31	0,42
Южного Кавказа, Закавказья	0,22	0,26	0,34
Юго-Востока	0,20	0,25	0,32

Все значения $Q_{\text{э1}}$ и $Q_{\text{э2}}$, вычисляемые с помощью коэффициентов λ , относятся к шинам 6-10 кВ поступающих подстанций 35-220/6-10 кВ. В соответствии с "Правилами пользования электрической и тепловой энергией" значения $Q_{\text{э1}}$ и $Q_{\text{э2}}$ должны соответствовать точкам установки приборов учета электроэнергии.

3). Возможное увеличение генерации реактивной мощности Q выявляется при анализе режимов их работы, который учитывает реальную технологическую загрузку двигателя по активной мощности и величину напряжения на его зажимах (с учетом его изменения).

При отсутствии данных можно принять

$$Q_{\text{сд},\text{у1}}^{\text{н}} = P_{\text{сд}} (0,5 - t_g \varphi_f),$$

где $P_{\text{сд}}$ - номинальная мощность СД, работающих в часы наибольших нагрузок энергосистемы, кВт;

$t_g \varphi_f$ - фактическое значение, определяемое по отношению к номинальной мощности.

4). Для обеспечения потребления реактивной мощности в час максимальной нагрузки IУ квартала на уровне, не превышающем 6 потребитель должен ввести в действие дополнительные батареи конденсаторов (БК) мощностью

$$Q_{\text{кд}} = B\varphi_f - Q_{\text{э1}}^{\text{н}} - Q_{\text{сд},\text{у1}}^{\text{н}}.$$

Вычисление по формуле (61) необходимо производить, если

$Q_{\text{э1}}^{\text{н}} < Q_{\text{э1}}^{\text{р}}$. В противном случае $Q_{\text{кд}} = 0$.

Фактическая потребность в БК может быть меньше 0 за счет БК, введенных в действие после момента регистрации значения φ_f .

5). Для потребителей, получающих электроэнергию от поступающих подстанций 35-110 кВ (независимо от напряжения питания по-

потребителя), для I-й кварталов

$$Q_{\text{зр}}^i = Q_{\text{ф}}^i - Q_{\text{кд}} - \delta Q_{\text{кд}}^i - Q_{\text{сд}ui}^i, \quad (62)$$

где i — номер квартала;

$Q_{\text{ф}}^i$ — 30-минутный максимум реактивной нагрузки в i -м квартале прошлого года;

$\delta Q_{\text{кд}}^i$ — разность рабочей мощности БК в IУ квартале прошлого года и мощность БК, использовавшейся в максимуме нагрузки i -го квартала этого же года;

$Q_{\text{сд}ui}^i$ — возможное увеличение генерации реактивной мощности СД в максимум нагрузки i -го квартала.

Определяются также граничи возможного потребления реактивной мощности в часы минимальных нагрузок энергосистемы:

$$Q_{\text{змн}}^i = Q_{\text{ф}i}^i - Q_{\text{кд}} - \delta Q_{\text{кд}i}^i - Q_{\text{сд}ui}^i, \quad (63)$$

где $Q_{\text{ф}i}^i$ — средняя мощность, потребляемая (генерируемая) в часы малых нагрузок i -го квартала;

$\delta Q_{\text{кд}i}^i$ — разность рабочей мощности БК в IУ квартале прошлого года и мощности БК, использовавшейся в минимуме нагрузки i -го квартала;

$Q_{\text{сд}ui}^i$ — возможное уменьшение генерации реактивной мощности СД в часы минимальных нагрузок энергосистемы в i -м квартале.

Если $Q_{\text{сд}ui}^i > 0$, то принимают $Q_{\text{змн}}^i = Q_{\text{сд}ui}^i$. В противном случае принимают $Q_{\text{змн}}^i = 0$.

6). Для потребителей, получающих питание от подстанций 220-330 кВ, значения $Q_{\text{зр}}$ рассчитывают аналогично вышеизложенному.

Для определения значений $Q_{\text{эд}}^i$ рассчитывают дополнительные к $Q_{\text{эд}}^i$ (63) верхние границы возможного потребления реактивной мощности. Верхнюю границу потребления определяют, прибавляя к фактическому потреблению $Q_{\text{эд}}^i$ мощность СД, которые работали в режимах малых нагрузок и которые могли бы быть отключены. Например, если в сети работали БК мощностью $Q_{\text{БК}}$ (квоткоточечки) а генерируемая реактивная мощность СД может быть снижена на $Q_{\text{сд,с2}}$, то верхняя граница $Q_{\text{эд}}^i$ определяется по формуле

$$Q_{\text{эд,в}}^i = Q_{\text{фд}}^i + Q_{\text{БК}}^i + Q_{\text{сд,с2}}^i, \quad (64)$$

где $Q_{\text{БК}}^i$ - мощность БК, не отключавшихся в часы малых нагрузок i -го квартала;

$Q_{\text{сд,с2}}^i$ - возможное снижение генерируемой реактивной мощности СД в часы малых нагрузок энергосистемы.

Допустимое дополнительное снижение мощности СД, представляемое потребителем, определяется условиями их устойчивой работы. При отсутствия данных принимают $Q_{\text{сд,с2}} = 0$.

Конкретные значения $Q_{\text{эд}}^i$ из диапазона от $Q_{\text{эд,в}}^i$ до $Q_{\text{эд}}^i$ устанавливают по согласованию с диспетчерской службой энергосистемы.

7). Значение $Q_{\text{эд}}^i$ задается одинаковым на весь предстоящий пятидатный период и может быть изменено в случаях:

перевода потребителя на питание от сети другого класса напряжения;

появления у потребителя дополнительных синхронных машин;

перевода на расчеты значений $Q_{\text{эд}}^i$ с помощью ЭВМ.

Пример определения величин $Q_{\text{эд}}^i$ и $Q_{\text{эд}}$ узла комплекса нагрузок приведен в приложении 10, справочном.

2.8.2. Последовательность осуществления рациональной комбинации реактивной мощности.

При необходимости решения вопросов КРМ у потребителя необходимо, в первую очередь, разработать и внедрить на требующие для своей реализации специальных компенсирующих устройств мероприятия по снижению потребляемой реактивной мощности электроприводами, а затем приступить к КРМ с использованием различных технических средств.

В качестве основных технических средств КРМ на предприятиях народной промышленности применяются СД и батареи конденсаторов (БК).

При решении вопросов КРМ исходящие данные являются:

- определенные по изложенной методике (см. п.2.8.1), оптимальные значения реактивных мощностей $Q_{\text{эф}}$ и $Q_{\text{эл}}$ и заданный энергоснабжающей организацией режим работы компенсирующих устройств;
- определенное по формуле (61) значение мощности дополнительного установливаемых компенсирующих устройств (КУ) $Q_{\text{кд}}$.

При известном значении $Q_{\text{кд}}$ возникает задача выбора наиболее рационального типа и мощности КУ. Последовательность решения задачи должна быть следующей:

I). Определяется максимальная величина реактивной мощности (располагаемая реактивная мощность), которую может генерировать каждый из установленных на предприятии СД, из условия равенства тока возбуждения его номинальному значению, по формуле

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{р}} = & b_0 + b_1 P_{\text{р}} + b_2 U_{\text{р}} + b_3 I_{\text{б}} + b_4 P_{\text{р}}^2 + b_5 U_{\text{р}}^2 + \\
 & + b_6 I_{\text{б}}^2 + b_7 P_{\text{р}} U_{\text{р}} + b_8 P_{\text{р}} I_{\text{б}} + b_9 U_{\text{р}} I_{\text{б}}, \\
 I_{\text{б}} = & I,
 \end{aligned} \tag{65}$$

где $Q_r = \frac{Q}{S_n}$ – реактивная загрузка СД, о.е.;

b – коэффициенты регрессии, определяются по табл. 44 в зависимости от типа синхронного двигателя;

$P_r = \frac{P}{S_n}$ – активная загрузка СД, о.е.;

P, Q – активная и реактивная мощности СД, кВт, кВар;

S_n – полная мощность СД, кВА;

$U_r = \frac{U}{U_n}$ – напряжение статора СД, о.е.;

$I_b, \frac{I_b}{I_{b*}}$ – ток ротора СД, о.е.;

I_b, I_{b*} – фактическое и名义альное значение тока ротора СД;

U, U_n – фактическое и名义альное значение напряжения статора, кВ.

Диаграммы цепей изменения реактивной мощности от различных параметров изображены на черт. 7, 8, 9.

Номинальные значения параметров СД приведены в табл. 46. 2). Определяется фактическая величина реактивной мощности генерируемая СД из (65) при фактическом значении I_{b*} .

3). Для каждого СД определяется неиспользованная реактивная мощность, как разность значений реактивных мощностей при $I_b =$ и I_{b*} , равному фактическому значению:

$$Q_{CD,41} = (Q_{r,I_{b*}} - Q_{r,I_b}) S_n = \\ = [b_3(1 - I_{b*}) + b_{33}(1 - I_{b*}^2) + b_{13}P_r(1 - I_{b*}) + \\ + b_{33}U_r(1 - I_{b*})] S_n. \quad (65)$$

4). Определяется неиспользованная реактивная мощность всеми работающими СД как сумма $\sum_{i=1}^n Q_{CD,41i}$,

$i = 1, \dots, n$ – число работающих СД.

5). Определяется необходимость установки батарей конденсаторов для поддержания регламентированных энергосистемой оптимальных значений реактивных мощностей по формуле (61).

После определения мощности $Q_{\text{кд}}$ решается задача размещения батарей конденсаторов.

Пример определения степени использования для КРМ двигателя СД-1250-2 приведен в приложении 10, справочном.

6). В случае, когда генерируемая реактивная мощность СД недостаточна для поддержания заданного энергосистемой уровня ее подгревления узлом нагрузки, целесообразно рассмотрение возможности использования БК. Величина мощности БК определяется по (6). Задачей расчета в этом случае является выбор типа, мощности и места установки в сети БК с суммарной мощностью $Q_{\text{сд}}$.

Обеспечить выполнение задания энергосистемы можно было бы, сосредоточив всю необходимую мощность БК в одном месте, например, на главной понижющей подстанции (ГП). Однако такое решение в большинстве случаев является одним из худших, так как снижение потерь энергии в распределительных сетях при этом не происходит.

Рассматривая возможность максимального приближения БК к электроприемникам (ЭП), потребляющим большую реактивную мощность, необходимо учитывать следующие факторы:

при прочих равных условиях большую степень КРМ следует обеспечить у ЭП, наиболее удаленных от ГП;

наиболее целесообразно использование БК у ЭП с большим числом часов работы в году;

стоимость БК различных типов различна, поэтому следует рассматривать возможность использования в первую очередь наиболее дешевых БК, но одновременно обеспечивающих нужные режимы работы.

Перечень выпускаемых комплектных конденсаторных установок (БК) приведен в табл. 43.

При выборе места установки БК необходимо стремиться к подключению их под общий коммутационный аппарат с ЗГ, чтобы избежать затрат на дополнительный аппарат.

Из условия обеспечения режимов $Q_{\text{эф}}$ и $Q_{\text{эх}}$ выявляются требования к регулированию реактивной нагрузки, которые должны обеспечиваться регулированием возбуждения СД. При отсутствии в узле синхронной нагрузки регулирование должно осуществляться БК, однако при этом необходимо учитывать то, что реактивная мощность БК пропорциональна квадрату напряжения и при снижении питающего напряжения возникает опасность снижения запасов устойчивости нагрузки.

Поэтому массовое применение БК должно сопровождаться расчетом устойчивости.

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) польского производства типа ST 7-35/6(10), применяемые на нефтепромыслах Западной Сибири, комплектуются блоками статических конденсаторов мощностью по 600 и 800 квар, соответственно для подстанций мощностью 2x4 МВт и 2x6 МВт. Стоимость БК в их вводного устройстве входит в стоимость КТП, поэтому затраты на КРМ определяются лишь потерями активной мощности в конденсаторах и элементах сети при передаче ГМ от источника к месту потребления.

2.8.3. Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприводами.

Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприводами, не требующие применения специальных компенсирующих устройств, не нуждаются для своей реализации в значи-

гельных капитальных затратах и поэтому должны рассматриваться в первую очередь.

Ввиду того, что на предприятиях нефтяной промышленности существенную часть нагрузки составляют асинхронные двигатели (АД), установленные в приводе насосов лежачих насосных стаканов, парекачек подземной воды и др., наиболее важно является снижение рабочей мощности, потребляемой АД.

Основные мероприятия по снижению потребляемой реактивной мощности АД являются:

1) правильный выбор электродвигателей по типу и мощности на стадии проектирования и при эксплуатации. Мощность электродвигателей следует выбирать в соответствии с режимом работы производственных механизмов, не полуская излишних запасов мощности;

2) замена малозагруженных АД двигателями меньшей мощности. При статической нагрузке АД необходимо применять меры к увеличению загрузки двигателей путем увеличения производительности исполнительных механизмов.

При средней загрузке двигателя менее 45 % номинальной мощности замена его менее мощным всегда целесообразна и проверка расчетами не требуется. При загрузке электродвигателей в пределах 45-70 % целесообразность замены определяется расчетами. При загрузке АД более 70 % номинальной мощности можно считать, что замена его в общем случае нецелесообразна;

3) повышение качества ремонта АД. При проведении ремонта двигателей недопустимо снижение их энергетических показателей, которое может иметь место при обточке роторов, уменьшении числа проводников в пазу, расточке пазов, выжигании обмотки. Необходимо учитывать и точно соблюдать номинальные данные двигателей.

В противном случае из ремонта могут быть выпущены двигатели с повышением потреблениям реактивной мощности, увеличенным током холостого хода, значительными отклонениями от заводских обмоточных данных и другими серьезными недостатками. Все это создает повышенные потери энергии, уменьшает коэффициент мощности двигателя и, в конечном счете, увеличивает лафтовую реактивную мощность.

Потребление реактивной мощности и ее потери в трансформаторах гораздо меньше зависят от их нагрузки, чем у АЛ.

В диапазоне нагрузок примерно от 30 до 100 % доля реактивных в полных потерях мощности в трансформаторах меняется незначительно, а в диапазоне от 30 % до 100 % она существенно увеличивается. С целью рационализации работы трансформаторов необходимо:

переводить (если имеется возможность) нагрузку временно загруженных менее чем на 30 % трансформаторов на другие трансформаторы;

отключать их (если имеется возможность) при работе на холостом ходу;

заменять трансформаторы, систематически загруженные менее чем на 30 %;

осуществлять перегруппировку имеющихся на предприятии трансформаторов.

2.9. Мероприятия по повышению устойчивости электроприемников нефтебазы при динамических изменениях питающего напряжения

2.9.1. Общие положения.

Одним из основных мероприятий по повышению устойчивости систем электроснабжения и узлов нагрузки нефтепровислов являются

расчеты возможности пуска и устойчивости высоковольтных электродвигателей, входящих в состав оборудования нефтепромысла.

Расчет пуска и устойчивости высоковольтных электродвигателей нефтепромыслов подразделяется на три этапа:

определение остаточных напряжений на шинах распределительных устройств подстанций, технологических объектов и на зажимах высоковольтных электродвигателей при пуске электродвигателя;

определение успешности пуска высоковольтного электродвигателя при известной величине остаточного напряжения на его зажимах;

определение заласов практической устойчивости высоковольтных электродвигателей к сопротивляемой нагрузки при пусковой посадке напряжения.

Остаточные напряжения на шинах распределительных устройств подстанций и технологических объектов определяются расчетом режима схемы замещения внешнего и внутреннего электроснабжения при пуске высоковольтного электродвигателя.

Допускаются следующие остаточные напряжения в схемах питания нефтепромысловой нагрузки при пусках высоковольтных электродвигателей:

на шинах распределительных устройств подстанций, питающих низковольтные и высоковольтные нефтепромысловые электроприемники, обладающие технологическим процессом и действием технологических релейных защит, - до 75 % номинального напряжения;

на шинах распределительных устройств технологических объектов, питающих высоковольтные электроприемники, и на зажимах высоковольтных электродвигателей - из условий обеспечения успешного пуска и устойчивых режимов высоковольтных электродвигателей.

Успешность пуска высоковольтного электродвигателя технологи-

технического агрегата определяется величиной остаточного напряжения на его зажимах.

Устойчивость высоковольтных электродвигателей при пусковой посадке напряжения определяется величиной остаточного напряжения на этих зажимах.

2.9.2. Методика составления расчетной схемы замещения сети электроснабжения.

1). Расчетная схема замещения проектируемой сети электроснабжения составляется из подсхем замещения внешней сети электроснабжения, штатной подстанции, распределительного устройства и внутренней сети электроснабжения.

2). Внешняя сеть электроснабжения замещается реактивным сопротивлением X_c и электродвигущей силой (э.д.с.) системы, приведенными к низкому напряжению подстанции.

$$\text{Э.д.с. системы принимается: } E_c = 1,05 U_n ,$$

где E_c – э.д.с. системы, кВ;

U_n – номинальное напряжение высоковольтных электродвигателей, кВ.

Реактивное сопротивление системы определяется по данным короткого замыкания в расчетном минимальном режиме:

$$X_c = \frac{E_c^2}{S_{k3 \text{ мин}}} = \frac{E_c}{\sqrt{3} I_{k3 \text{ мин}}} , \quad (68)$$

где X_c – реактивное сопротивление системы, Ом;

$S_{k3 \text{ мин}}$ – мощность короткого замыкания системы в расчетном минимальном режиме, МВА;

$I_{k3 \text{ мин}}$ – ток короткого замыкания системы в расчетном минимальном режиме, кА.

3). Если параметры системы задаются не в видах ЭИСИБГО напряжения проектируемой подстанции, то воздушная линия электропередачи, соединяющая подстанцию с шинами энергосистемы, замещается реактивным сопротивлением, приводенным к низшему напряжению подстанции.

4). Силовые трансформаторы и автотрансформаторы замещаются в соответствии с числом и схемой соединения реактивами сопротивлениями обмоток и источниками напряжения, обусловленными действием систем, регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) и регулированием напряжения без возбуждения (ПБВ). Параметры схемы замещения подстанций приводятся к коммутационному напряжению электроприемников.

5). Линейные регуляторы (вольтодобавочные трансформаторы) замещаются источниками напряжения.

6). Токоограничивающие реакторы, гибкие токопроводы, кабельные линии замещаются реактивами сопротивлениями.

7). Величины эл.с. источников напряжения, обусловленные действием системы РПН и ПБВ трансформаторов и автотрансформаторов, в токовых линейках регуляторов, определяются из условия обеспечения на сборных шинах распределительного устройства при работе сети электроснабжения в нормальном режиме с расчетной нагрузкой напряжения

$$U_{\text{р.н.}} = 1,05 U_n$$

8). При расчете пуска и устойчивости высоковольтных двигателей расчетная схема замещения составляется для режимов, характеризующихся наиболее низкими уровнями остаточных напряжений в узлах схемы l , вследствие этого, тяжелые условия пуска и устойчивости высоковольтных двигателей и низковольтной нагрузки.

Для этого схема замещения питания рассчитывается по данным максимального режима; схема замещения двухцепных линий электропередачи – для одноканального режима; двухтрансформаторные подстанции работают в одноотрансформаторном режиме. Сакционные выключатели в распределительных устройствах включены; величина низковольтной плюсовой и промысловой нагрузок определяется для последовательного режима распределительной сети 6(10) кВ.

2.9.3. Методика описания высоковольтных и низковольтных электроприемников.

1). Все электроприемники при расчете пуска в устойчивость высоковольтных электродвигателей замещаются значениями реактивной мощности, величины которых однозначно определяются остаточным напряжением на их зажимах.

2). Низковольтная и промысловая нагрузки замещаются расчетными реактивными мощностями на шинах соответствующих распределительных устройств, величины которых не зависят от остаточного напряжения.

3). Пускаемые высоковольтные электродвигатели замещаются величиной реактивной мощности

$$Q_{pu} = \sqrt{3} U_{ост} I_n \sqrt{K_{1,0}^2 (M_0 \cos \varphi_0 Z_n)^2} \cdot 10^{-3} \text{ Мбар}, \quad (69)$$

где $U_{ост}$ – остаточное напряжение на зажимах электродвигателя, кВ;

I_n – номинальный ток двигателя, А;

$K_{1,0}$ – кратность пускового тока, о.е.;

$\cos \varphi_0, \varphi_n$ – номинальные коэффициенты мощности и полезного действия, о.е.;

M_0 – кратность пускового момента, о.е.

4). Работающие синхронные двигатели технологических агрегатов при пусковой посадке напряжения замещаются переходной эл.с.

$E' \alpha$ за переходным сопротивлением $X' \alpha$.

5). Работающие высоковольтные асинхронные двигатели технологических агрегатов при пусковой посадке напряжения замещаются реактивной мощностью, величина которой определяется расчетом режима Т-образной схемы замещения.

2.9.4. Методика расчета остаточных напряжений.

1). Остаточные напряжения в узлах рассчитываемых схем замещения определяются

$$U_{i-1} = U_i - \frac{X_i Q_{i-1}}{U_i} + \delta E_i , \quad (70)$$

где U_{i-1}, U_i - напряжения в $i-1$ и i -м узлах схемы замещения, кВ;

X_i - реактивное сопротивление между $i-1$ и i -м узлами схемы замещения, Ом;

Q_{i-1} - суммарная реактивная мощность всех электроприемников, протекающая через сопротивление X_i , Мвар;

δE_i - э.д.с. источника напряжения, расположенного между узлами схемы замещения, кВ.

В качестве первого узла схемы замещения принимается узел источника напряжения, замещающего питающую энергосистему.

2). При расчете пуска асинхронного высоковольтного электродвигателя проводится только один расчет схемы замещения сети электроснабжения, в которой высоковольтная асинхронная нагрузка состоит из одного пускаемого двигателя и всех остальных работающих.

3). При расчете пуска синхронного высоковольтного двигателя проводится два расчета: пуск первого двигателя - для определения

минимальных остаточных напряжений в узлах схемы замещения; пуск второго двигателя на первый работавший – для определения показателей устойчивости синхронного двигателя.

4). Определение остаточных напряжений в узлах схемы проводится методом последовательных приближений. В первом цикле остаточные напряжения на зажимах высоковольтных электродвигателей принимаются равными значениям, соответствующим послеаварийному режиму сети электроснабжения; во втором цикле – равными значениям, определенным в первом цикле.

Расчет прекращается, когда значения остаточных напряжений в узлах схемы замещения в соседних циклах будут отличаться менее чем на 0,5 %.

2.9.5. Методика расчета пуска высоковольтных электродвигателей.

1). Успешность и продолжительность пуска высоковольтных электродвигателей однозначно определяется величиной остаточного напряжения на их зажимах.

2). Для синхронных двигателей центробежных насосных и компрессорных агрегатов максимально допустимая величина остаточного напряжения определена расчетами методом яз условия разгона до подсинхронной скорости, синхронизации форсированным током возбуждения (кратность форсировки – 1,4) и нагрева поверхности ротора (для двигателей серии СТД) и обмотки статора (СШ) при пусках на закрытую выходную залпинку. Значения остаточных напряжений для технологических агрегатов, обеспечивающих успешный пуск, приведены в табл. 49.

3). Для асинхронных электродвигателей центробежных насосных агрегатов максимально допустимая величина остаточного напряжения

определена расчетным методом из условия разгона до установившегося скольжения, меньшего, чем критическое, при пусках на открытую выходную эмблему. Значения остаточных напряжений для технологических агрегатов, обеспечивающих нормальный пуск, приведены в табл. 49.

4). Продолжительность пуска высоковольтных двигателей технологических агрегатов приведена в приложении I2, обязательном.

2.9.6. Методика расчета устойчивости высоковольтных электродвигателей.

1). Устойчивость высоковольтных электродвигателей при пусковых посадках напряжения однозначно определяется величиной остаточного напряжения на их зажимах.

2). Для синхронных двигателей центробежных насосных и компрессорных агрегатов критическую остаточную напряжение определяют расчетным методом из условия нормальной синхронизации двигателя с учетом форсировки тока возбуждения кратности 1,4 во время и после окончания действия пусковой посадки напряжения. Критические остаточные напряжения для технологических агрегатов приведены в приложении II, обязательном.

3). Для асинхронных двигателей центробежных насосных агрегатов критические остаточные напряжения определяют расчетным методом из условия работы на рабочем участке механической характеристики после окончания действия пусковой посадки напряжения. Критические остаточные напряжения для технологических агрегатов приведены в приложении II, обязательном.

4). Устойчивость высоковольтных электродвигателей при пусковых посадках напряжения обеспечивается коэффициентом запаса кинематической устойчивости по напряжению:

$$K_{3AP} = \frac{U_{4,ost} - U_{kp}}{U_{4,ost}} \geq 0,1, \quad (71)$$

где $U_{4,ost}$ – остаточное напряжение на зажимах высоковольтного электродвигателя, кВ;

U_{kp} – критическое напряжение для высоковольтного электродвигателя, кВ.

Приложение I

Справочное

Пример определения электрических нагрузок по месторождению

I. Исходные данные.

От ПС 110/35/6 кВ (черт. 3) питаются следующие технологические установки:

сторона 6 кВ:

КНС (6 рабочих агрегатов ЦНС 180-1900);

ДНС (8 рабочих агрегатов ЦНС 300-240);

КТП-1 и КТП-2 6/0,4 кВ для питания вспомогательного оборудования КНС и ДНС;

сторона 35 кВ:

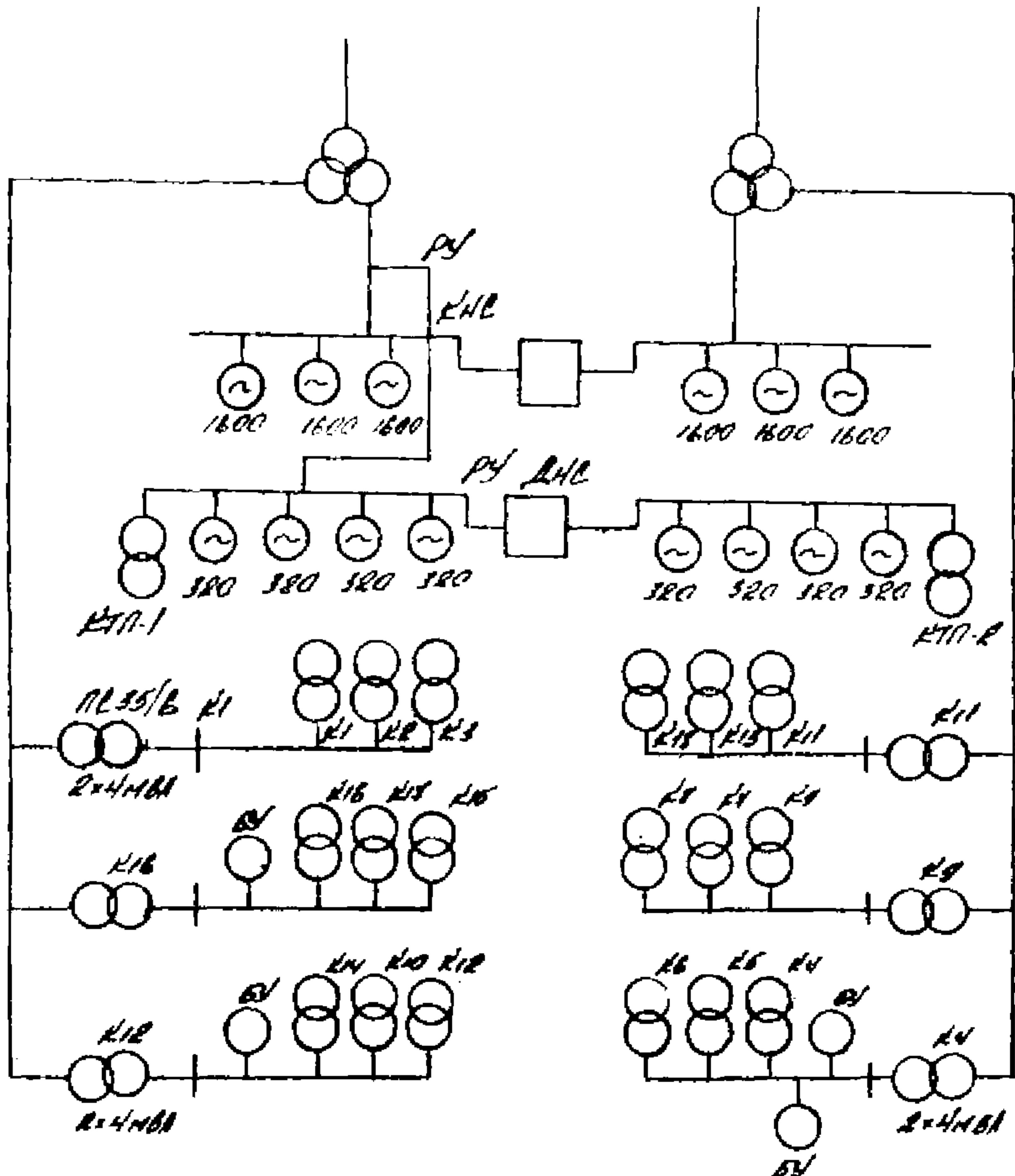
6 ПС 35/6 кВ К-1, К-16, К-12, К-II, К-9 и К-4, питающие установки механизированной добычи нефти и буровые установки.

Схемы присоединения к ПС 6/0,4 кВ представлены на черт. 3-6.

В табл. 2I-24 представлены характеристики применяемого оборудования технологических установок. Показатели электрических нагрузок взяты из табл. 5, 6, 7, I2, I3 настоящих Указаний.

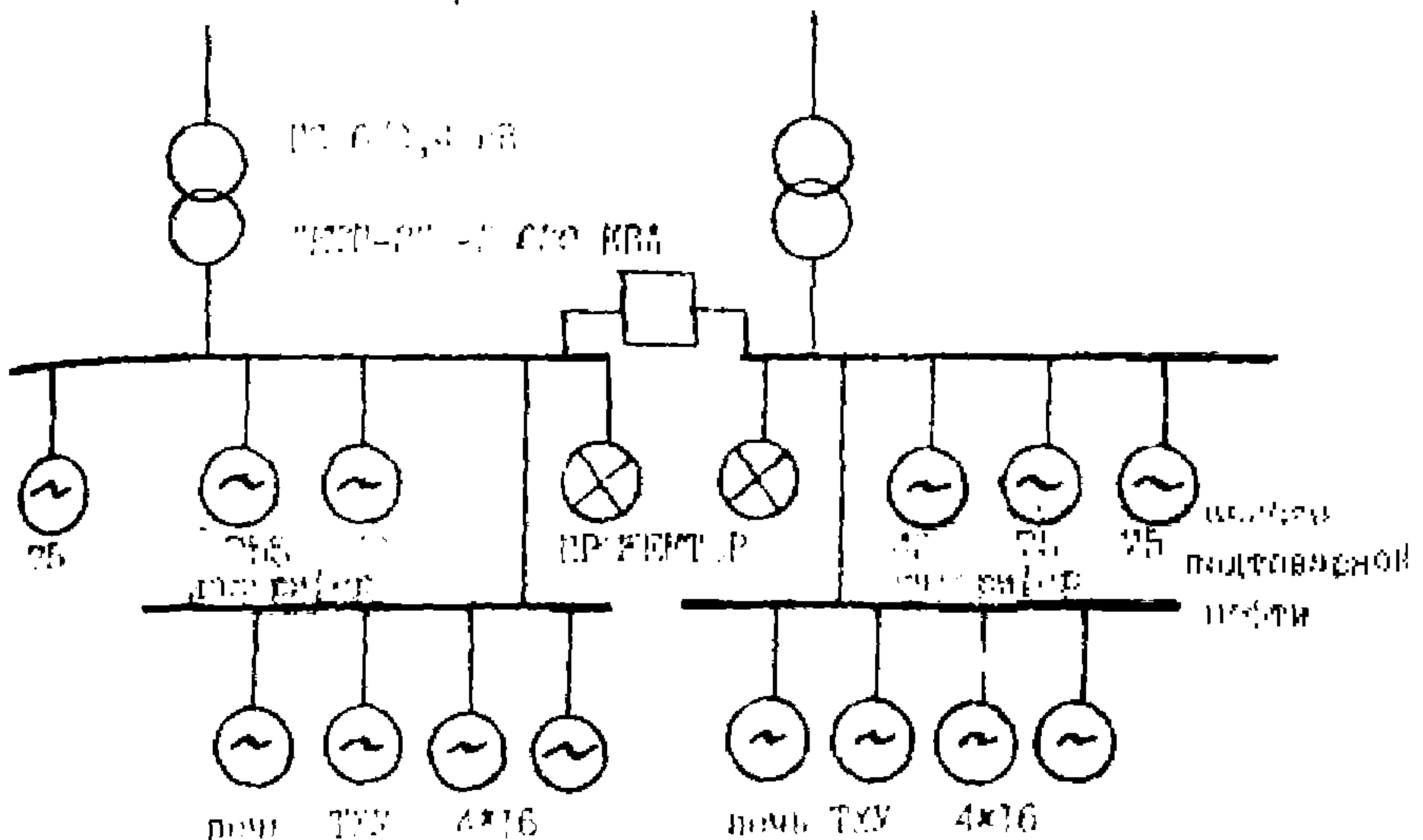
Для КНС и ДНС расчет ведется только по рабочим агрегатам.

Расчетная схема электроснабжения 110



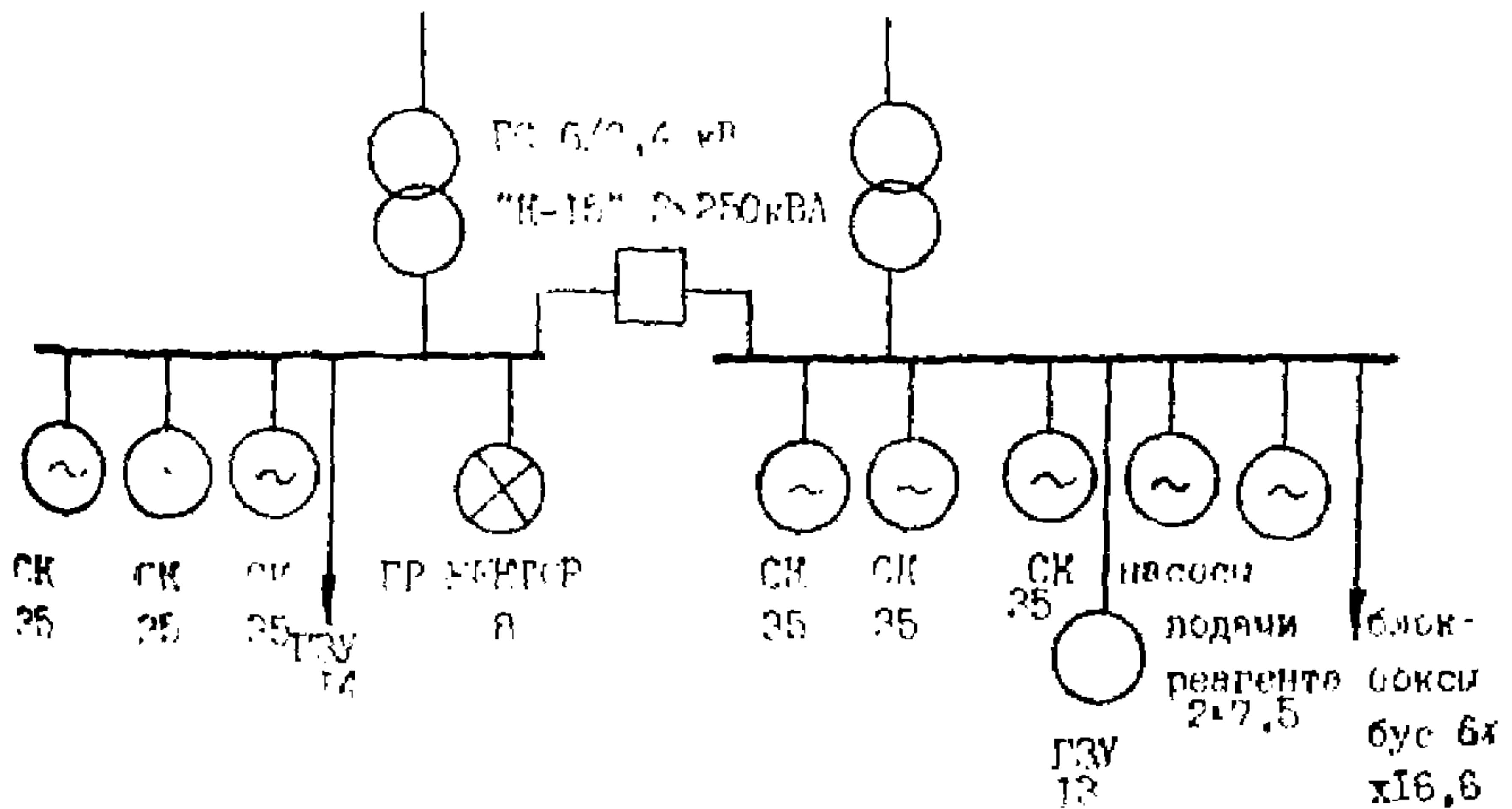
Черт. 3

Одна из первых групп компаний, которая начала продавать в интернете в 2004 году, - это компания KPI-2.



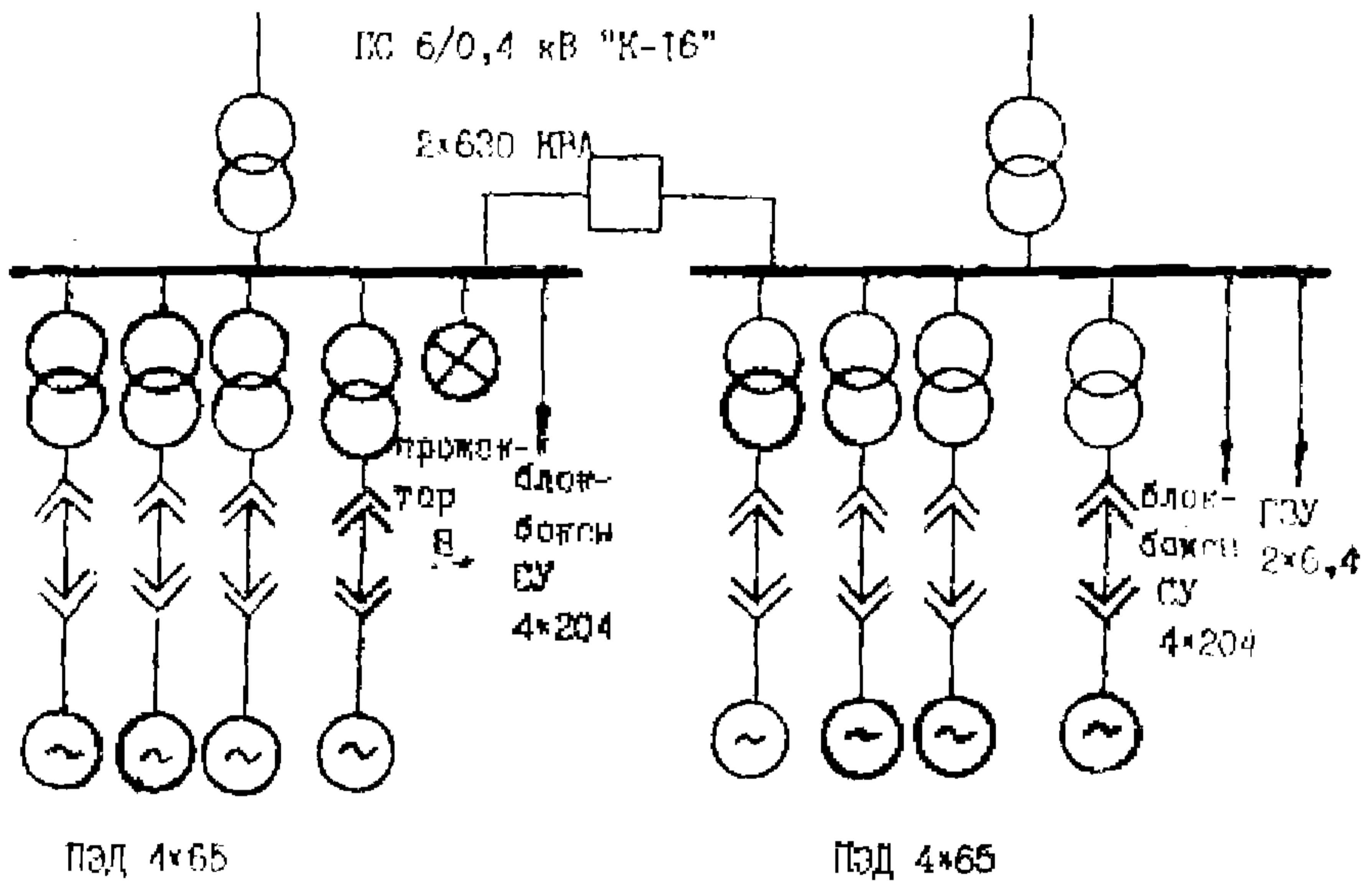
Sept. 4

2023-01-11 09:09:21.000000 K MC 6/0,4 KB K-15



Page. 5

Схема присоединения к ПС 6/0,4 кВ К-16



Черт. 6

Таблица 21

Технологические и электрические показатели работы агрегатов КС и ШС

Тип насосов, агрегатов	Число агрегатов	Площадь сечения Q , m^2/s	Изпоры		Коэф. вклю- чения $K_{\text{в}}$	КПД η	cos φ
			При м	БИК. м			
ШС 180-1900							
СД-1600	6	190	100	1600	0,84	0,73	0,9 (вкл.)
ШС 300-240	8	290	50	250	0,84	0,7	0,80
ВАО							

Таблица 22

Показатели работы низковольтных электроприводников, работающих от ПС 6/0,4 кВ КТП-2 (КТП-1 - аналогично) (см. черт. 4)

Электро- приводных	Мощность двигателя, кВт	Число двигателей	Показатели нагрузок			cos φ
			$K_{\text{в}}$	$K_{\text{з}}$		
Дренажные насосы	75	2	0,7	0,8		0,8
Насосы для ТХУ	16	8	0,84	0,80		0,80
Насосы подго- варной воды	75	2	0,70	0,76		0,77
Калориферы	40	2	0,60	0,80		0,78
Прожекторы освещения	8	2	0,57	0,90		1,00

Таблица 23

Показатели работы электроприводов ПС 6/0,4 кВ К-15
(аналогично К-1,2,3,17,14,7,9) (см. черт. 5)

Электро- приемники	Мощ- ность двигателя, кВт	Число двигателей, шт.	Произ- води- тель- ность Q, м ³ /сут	Напор H, м	КИД	Коэффициенты нагрузок		
						h _{сп}	K _б	K _з
Станок-качалка СК12-2,5-4000	35	6	110	2350	0,7	0,84	-	0,77
Землерийная уста- новка ГЗУ	I3	I	-	-	-	0,85	0,85	1,00
	I4	I	-	-	-	0,85	0,85	1,00
Насосы подачи реагента	7,5	2	-	-	-	0,8	0,8	0,8
Блок-бокс БУС	I6,6	6	-	-	-	0,84	0,5	0,9
Проектор	8	I	-	-	-	0,57	0,9	1,00

Таблица 24

Показатели работы электроприемников ПС 6/0,4 кВ К-16
(аналогично К-11,13,18,4,5,6,10,12,8) (см. черт. 6)

Электро- приемники	Мощ- ность двигателя, кВт	Число двигателей, шт.	Произ- води- тель- ность Q, м ³ /сут	Напор H, м	КИД	Коэффициенты нагрузок		
						h _{сп}	K _б	K _з
Проектор	8	I	-	-	-	0,57	0,9	1,0
Установка погружен- ного центробежно- го электронасоса УЭЦНБА-250-1000	63	8	220	830	0,39	0,84	-	0,74

Оч. 10ЧАСИИЧНО ЧАСТЬ 24

Электро- трансформатор	Мощ- ность двигат- еля, кВт	Число двигат- елей, шт.	Произ- водст- витель- ство, м ³ /мин	Напор Н, м	БШ	Коэффициенты изменения		
						К _б	К _з	К _т
Двигатель 1270	20,4	8	-	-	-	0,84	0,5	0,9
Двигатель 1270 шаг. 1270	6,4	2	-	-	-	0,85	0,85	1,00

Буровые установки КУ 3000 ЭУК, всего 4 шт., питаются от ПС 35/6 К-16, К-12, К-4 - 2 шт. (см. черт. 3).

2. Решение.

2.1. Расчет нагрузок на сторону 6 кВ ПС 110/35/6 кВ "Краснодар".

2.1.1. Расчет нагрузок высоковольтных двигателей КНС.

Порядок для расчета вырабатываемого потока по формуле (16):

$$N = 2 P_m = 1200 \times 6 = 9600 \text{ кВт},$$

$$C = 2 N_b K_b P_m = 0,84 \times 0,66 \times 6 \times 1600 = 5322 \text{ кВт},$$

где К_б и К_з - коэффициенты загрузки двигателей

$$K_b = 9,806 \frac{2 \times N_b}{I_m P_m} = 9,806 \frac{190(1600-100)}{3600 \times 0,73 \times 1600} = 0,66.$$

$$\text{Проверка: } \frac{C}{N} = \frac{5322}{9600} = 0,55 < 0,75.$$

Считаем расчетную нагрузку по формуле (16)

$$P_p = C \left(1 + \frac{\frac{N}{3} - 1}{3} \right) = 5322 \left(1 + \frac{\frac{9600}{3} - 1}{3} \right) = 8076 \text{ кВт.}$$

Реактивную мощность высоковольтных электродвигателей КНС приемлихов с реактивным током находим:

$$Q_p = P_p \sqrt{\frac{1 - 0,9^2}{0,9}} = -8076 \sqrt{\frac{1 - 0,9^2}{0,9}} = -3710 \text{ кв. ар.}$$

Проверка мощности высоковольтных двигателей КНС

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{8076^2 + 3710^2} = 8887 \text{ кВт.А.}$$

Данные заносим в табл. 25.

2.1.2. Рассчет нагрузок высоковольтных двигателей ДС проводим по аналогичной схеме.

Для активной мощности

$$M = \sum P_{hi} = 8 \times 320 = 2560 \text{ кВт.}$$

$$C = P_c = \sum K_{hi} K_{hi} P_{hi} = 0,84 \times 0,70 \times 8 \times 320 = 1500 \text{ кВт.}$$

$$K_{hi} = 9,806 \frac{Q_i \Delta \Phi_i}{\eta_{hi} P_{hi}} = 9,806 \frac{290(250-50)}{3600 \times 0,7 \times 320} = 0,70.$$

$$\text{Проверяем: } \frac{C}{M} = \frac{1500}{2560} = 0,59 < 0,75.$$

$$\text{Тогда } P_p = C \left(1 + \frac{\sqrt{\frac{M}{C} - 1}}{\sqrt{3}} \right) = 1500 \left(1 + \frac{\sqrt{\frac{2560}{1500} - 1}}{3} \right) = 2230 \text{ кВт.}$$

$$\text{Для реактивной мощности } M = -Q_{hi} = \sum P_{hi} \lg \varphi_i = \sum P_{hi} \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_i}}{\cos \varphi_i} =$$

$$= \frac{8 \times 320}{0,8} \frac{\sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} = 1920 \text{ квт.}$$

$$C = Q_c = P_c \lg \varphi_i = \frac{P_c \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_i}}{\cos \varphi_i} = 1500 \frac{1 - 0,8^2}{0,8} = 1125 \text{ квт.}$$

$$\text{Проверяем: } \frac{C}{M} = \frac{1125}{1920} = 0,59 < 0,75.$$

Тогда

$$Q_p = C \left(1 + \frac{\sqrt{\frac{M}{C} - 1}}{\sqrt{3}} \right) = 1125 \left(1 + \frac{\sqrt{\frac{1920}{1125} - 1}}{\sqrt{3}} \right) = 1671 \text{ квт.}$$

Дополнительная расчетная мощность двигателей ДНС

$$S_p = \sqrt{I_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{2230^2 + 1671^2} = 2787 \text{ кв. ар.}$$

Данные занесим в расчетную табл. 25.

2.1.3. Расчет нагрузок вспомогательного технологического оборудования, питавшегося от ПС 6/0,4 кВ КП-2.

Расчет проводим методом упорядоченных диаграмм в соответствии с п. 2.1. Данные для расчета выбираем из табл. 22.

1). Номинальная активная мощность

$$P_n = \sum P_n = 75 \times 2 + 75 \times 2 + 40 \times 2 + 82 + 16 \times 8 = 524 \text{ кВт}$$

2). Средняя активная нагрузка

$$P_c = K_b K_3 P_n = 0,70 \times 0,80 \times 2 \times 75 + 0,70 \times 0,76 \times 2 \times 75 + 0,84 \times 0,8 \times 16 + 0,60 \times 0,80 \times 2 \times 40 + 0,57 \times 0,9 \times 2 \times 8 = 296,4 \text{ кВт.}$$

3). Средняя реактивная нагрузка

$$Q_c = K_b K_3 P_n \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{0,341} =$$

$$= 0,70 \times 0,80 \times 2 \times 75 \frac{\sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} + 0,70 \times 0,76 \times 2 \times 75 \frac{\sqrt{1 - 0,77^2}}{0,77} +$$

$$+ 0,84 \times 0,8 \times 8 \times 16 \frac{\sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} + 0,60 \times 0,80 \times 2 \times 40 \frac{\sqrt{1 - 0,78^2}}{0,78} +$$

$$+ 0,57 \times 0,98 \times 2 \times 8 \frac{\sqrt{1 - 1}}{1} = 224,4 \text{ кв. ар.}$$

4). Эквивалентное число электроприводников

$$n_e = \frac{(2 \times f_{n_e})^2}{\sum P_n^2} = \frac{(4 \times 75 + 2 \times 40 + 8 \times 16 + 2 \times 8)^2}{4 \times 75^2 + 2 \times 40^2 + 8 \times 16^2 + 2 \times 8^2} = 5.$$

5). Коэффициент использования

$$K = \frac{P_c}{\sum P_n} = \frac{296,4}{524} = 0,57.$$

Таблица 25

Расчет нагрузок по системе 6 кВ ПС II0/35/6 кВ "Красная"

Группы электроприемников	Количе-ство электроприемников	Номи-нальная мощность $P_n = \sum P_{ni}$	Коэффици-ент ис-пользова-ния $K_n = \frac{P_n}{P_s}$	Средне-изве-данные $\cos \varphi_s$	Средние нагрузки	Расчетные нагрузки			Рас-чет-ные $\cos \varphi_p$	
						$P_t, \text{кВт}$	Q_t, kVAr	$P_{t, \text{рВт}}$	$Q_{t, \text{рВAr}}$	
Высоковольтные двигатели КИС	6	9600	0,55	<u>0,9</u> -0,48	5322	-3710	8076	-3710	8887	<u>0,9</u> -0,48
Высоковольтные двигатели ДИС	8	2560	0,59	<u>0,8</u> 0,75	1500	1125	2230	1671	2787	<u>0,8</u> 0,75
КП-2	16	524	0,57	<u>0,79</u> 0,76	296	224	374	267	450	<u>0,81</u> 0,72
КП-1	16	524	0,57	<u>0,79</u> 0,76	296	224	374	267	460	<u>0,81</u> 0,72
Итого по стороне 6 кВ ПС II0/35/6 кВ "Красная"	46	13208	0,56	<u>0,95</u> -0,28	7414	-2137	10255	-1588	10387	<u>0,99</u> -0,15

Л, рассчитываем упрощенно:

$$L_1 = 1,1 \quad K_M = 1,1 \times 0,57 = 0,62.$$

6). По табл. 10 находим коэффициенты максимума.

для $P_a = 5$ и $K_M = 0,5$ коэффициент максимума $K_M = 1,31$.

для $P_a = 5$ и $K_M = 0,6$ коэффициент максимума $K_M = 1,22$.

Интерполируя, получим для $K_M = 0,57$ и $P_a = 5$ величину $K_M = 1,26$.

$$\text{Аналогично} \quad L_2 = 1,19.$$

7). Расчетные нагрузки:

$$P_p = K_M P_c = 1,26 \times 296,4 = 374 \text{ кВт};$$

$$Q_p = L_2 Q_c = 1,19 \times 224,4 = 267 \text{ кВт};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{374^2 + 267^2} = 450 \text{ кВ.А.}$$

Данные также заносим в расчетную табл. 25, полагая, что нагрузка КП1-1 определена аналогично нагрузке КП1-2.

2.1.4. Суммарную нагрузку по системе 6 кВ ПС 110/35/6 кВ "Красная" находим по формуле:

$$P_{\text{сум}} = \pi P_1 + 5322 + 1500 + 296 + 296 = 7414 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{сум}} = \pi \times \sqrt{2} (P_{\text{п1}} P_{\text{п2}})^{1/2} = 7414 +$$

$$+ \sqrt{(8075 - 5322)^2 + (1671 - 1125)^2 + 2(374 - 296)^2} = 10265 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{сум}} = \pi (Q_{\text{п1}} - Q_{\text{п2}}) \times \sqrt{2} (Q_{\text{п1}} - Q_{\text{п2}})^{1/2} =$$

$$= (1125 + 224 \times 2 - 3710) + \sqrt{(1671 - 1125)^2 + 2(267 - 224)^2} =$$

$$= -1588 \text{ квар};$$

$$S_{\text{сум}} = \sqrt{P_{\text{сум}}^2 + Q_{\text{сум}}^2} = \sqrt{10265^2 + 1588^2} = 10387 \text{ кВ.А.}$$

Данные расчетов заносим в строку "Итого" табл. 25.

2.2. Расчет нагрузок по стороне 35 кВ.

2.2.1. Расчет нагрузок подстанции 6/0,4 кВ К-15.

Схема электроснабжения куста приведена на черт. 5, показатель для расчета - в табл. 23.

I). Определяем нагрузку станков-качалок по методу упорядоченных шагов:

$$P_h = \sum P_{hi} = 35 \times 6 = 210 \text{ кВт.}$$

Коэффициенты использования двигателей МГД:

$$K_h = K_B K_a = 0,84 \times 0,54 = 0,45,$$

$$\text{где } K_B = \frac{1,49 \times 10^{-6} \times Q \cdot N}{P_{hi}} = \frac{1,49 \times 10^{-6} \times 110 \times 2350}{0,71} = 0,54.$$

Средние нагрузки:

$$P_c = K_h P_h = 0,45 \times 210 = 95 \text{ кВт;}$$

$$Q_c = P_c \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = 95 \frac{\sqrt{1 - 0,77^2}}{0,77} = 79 \text{ кв.ар.}$$

Эффективное число электроприемников

$$n_g = n = 6.$$

Коэффициенты использования:

$$K_M = 0,45;$$

$$\mu_M = 1,1 \times 0,45 = 0,5.$$

По табл. 10 находим:

$$K_M = 1,37, \quad \mu_M = 1,32.$$

Расчетные нагрузки станков-качалок:

$$P_p = K_M \times P_c = 1,37 \times 95 = 130 \text{ кВт;}$$

$$Q_p = 1,32 \times 79 = 104 \text{ кв.ар.}$$

$$S_p = \sqrt{130^2 + 104^2} = 166 \text{ кВт.}$$

2). Статическая нагрузка куста по методу упорядоченных зон (табл. 2, 2, 1):

$$\begin{aligned} Z_q &= 149,0 \text{ кВт}; & \zeta_q &= 1,0; \\ Z_n &= 73 \text{ кВт}; & \zeta_n &= 1,21; \\ C_n &= 31 \text{ кВт}; & \zeta_n &= 1,18; \\ \zeta_1 &= 0,91, \quad \nu_1 = 1,15; & P_p &= 93 \text{ кВт}; \\ \zeta_2 &= 0,71; & U_p &= 33 \text{ кВт}; \\ \zeta_3 &= 100 \text{ кВт.} & & \end{aligned}$$

3). Статическая нагрузка куста

$$P_{pz} = Z_p + \sqrt{P_{p1} \cdot P_{p2}} \cdot \zeta$$

$$= (93 + 73) + \sqrt{(130 - 93)^2 + (93 - 73)^2} = 210 \text{ кВт},$$

$$Q_{pz} = Q_{p1} + \sqrt{P_{p1} \cdot P_{p2}} \cdot \zeta$$

$$= (79 + 31) + \sqrt{(104 - 79)^2 + (31 - 31)^2} = 135 \text{ кВт},$$

$$S_{pz} = \sqrt{210^2 + 135^2} = 250 \text{ кВт.}$$

Аналогично определяем нагрузки кустов 1, 2, 3, 17, 14, 7

* 9.

2.2.2. Рассчитываем нагрузки подстанции К-16.

Схема электроподстанции куста приведена на черт. 6, показаны все нагрузки на куст куста приведены в табл. 24.

1). Продолжим нагрузки ЭЦИ по методу упорядоченных зон.

Нагрузки на куст куста установок ЭЦИ

$$P_u = 2 \cdot P_{p1} = 63 \times 8 = 504 \text{ кВт.}$$

Средние нагрузки:

$$P_c = K_B \times K_3 \times P_H = K_B \frac{1,49 \times 10^{-6} \text{ ОН}}{h_{\text{сп}}} P_H =$$

$$= 0,84 \frac{1,49 \times 10^{-6} \times 220 \times 830}{0,39} 504 = 0,84 \times 0,59 \times 504 = 250 \text{ кВт};$$

$$Q_c = P_c \times 10^4 = 227 \text{ квар};$$

$$K_H = \frac{P_c}{P_H} = \frac{250}{504} = 0,50; \quad L_H = 1,1 K_H = 0,55.$$

Эффективное число электроприемников

$$n_1 = n = 8.$$

По табл. 10 находим коэффициенты жаждущих:

$$K_M = 1,28; \quad L_M = 1,23;$$

$$P_p = 1,28 \times 250 = 320 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,23 \times 227 = 280 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{320^2 + 280^2} = 425 \text{ кВ.А.}$$

2). Расчет нагрузок прочих электроприемников куста выполняется аналогично. Результаты расчета:

$$P_H = 197,6 \text{ кВт};$$

$$K_M = 1,26; \quad L_M = 1,21;$$

$$P_p = 120 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 42 \text{ квар};$$

$$Q_c = 35 \text{ кВт}; \quad L_H = 0,53;$$

$$S_p = 127 \text{ кВ.А.}$$

$$n_2 = 10;$$

3). Суммарные нагрузки ПС 6/0,4 кВ К-16 определяются аналогично п.2.1.3:

$$P_{H2} = 504 + 197,6 = 701,6 \text{ кВт};$$

$$P_{C2} = 250 + 95 = 345 \text{ кВт};$$

$$Q_{p1} = 227 + 35 = 262 \text{ квар;}$$

$$P_{p1} = 345 + \sqrt{(320 - 250)^2 + (120 - 95)^2} = 419 \text{ кВт;}$$

$$Q_{p2} = 262 + \sqrt{(280 - 227)^2 + (42 - 35)^2} = 315 \text{ квар;}$$

$$S_{p1} = \sqrt{419^2 + 315^2} = 524 \text{ кВт.А.}$$

Аналогично определяются нагрузки подстанции

К-4, 5, 6, 8, 10, II, 12, 13, 18.

Данные расчета нагрузок кустов скважин и буровых установок (см. табл. 14, черт. 2) заносим в табл. 26 для суммирования нагрузок по системе 35 кВ. Суммарные нагрузки по подстанциям 35 кВ во всей системе 35 кВ и по газовой подстанции в целом определяются аналогично п. 2.1.4.

Таким образом, величина расчетной электрической нагрузки по подстанции 110/35/6 кВ "Красная" составляет $17 + j 2$ МВт.А на конец развития технологии обустройства месторождений.

Расчет электрических нагрузок по подстанции 35/6 кВ
и в целом по подстанции "Красная"

Группа электро- потребителей	Кол-во рабочих электро- приеми- ков	номи- наль- ная мощ- ность $P_i = \Sigma P_k$	Хозфи- циент исполь- зования $K_i = P_c / P_b$	Средняя взве- шанная $\cos \varphi$ $/ \tg \varphi$	Средние нагрузки		Расчетные нагрузки		Расчетные $\cos \varphi / \tg \varphi$	
					Р. кВт	$\{C_0 \cdot B_0\} / P_i \cdot \cos \varphi$	$P_i \cdot B_0$	$P_i \cdot \cos \varphi$	$\{C_0 \cdot B_0\} / P_i \cdot \tg \varphi$	$P_i \cdot \tg \varphi$
1. ПС 35/6 кВ К-1										
ПС 6/0,4 кВ К-1	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-2	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-3	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
Всего по ПС 35/6 кВ К-1	51	1078,9	0,48	0,84/0,64	516	330	582	373	691	0,84/0,64
2. ПС 35/6 кВ К-16										
ПС 6/0,4 кВ К-15	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-16	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-17	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
Бурение	1	2426	-	1/0	430	0	1020	0	1020	1/0
Всего по ПС 35/6 кВ К-16	54	3846,8	0,29	0,92/0,43	1119	482	1720	546	1805	0,92/0,32
3. ПС 35/6 кВ К-12										
ПС 6/0,4 кВ К-14	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-10	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-13	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
Бурение	1	2426	-	1/0	430	0	1020	0	1020	1/0
Всего по ПС 35/6 кВ К-12	56	4188,8	0,31	0,90/0,49	1292	634	1892	713	2022	0,93/0,36
4. ПС 35/6 кВ К-II										
ПС 6/0,4 кВ К-II	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-13	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-18	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
Всего по ПС 35/6 кВ К-II	57	2104,8	0,49	0,80/0,75	1035	786	1153	878	1457	0,80/0,75
5. ПС 35/6 кВ К-9										
ПС 6/0,4 кВ К-9	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-7	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-8	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
Всего по ПС 35/6 кВ К-9	53	1420,8	0,48	0,82/0,70	689	482	780	545	952	0,82/0,70
6. ПС 35/6 кВ К-4										
ПС 6/0,4 кВ К-4	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-5	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-6	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
Бурение	2	4852	-	1/0	860	0	1400	0	1400	1/0
Всего по ПС 35/6 кВ К-4	59	6956	0,27	0,92/0,41	1895	786	2450	878	2003	0,94/0,37
Всего по системе 35 кВ	330	13595	0,33	0,88/0,53	6546	3500	7483	3602	8343	0,90/0,43
По схеме 35 кВ "Красная" (см. табл. 25)	46	13203	0,36	0,96/-0,26	7414	-2137	10255	-1589	10387	0,99/-0,15
Итого по "Красной"	376	32804	0,43	0,995/0,01	14031	1363	17033	3094	17181	0,992/0,01

Приложение 2

Справочник

ПРИМЕР
оценки электропотребления и электрических
нагрузок на перспективу при проектировании

По макетризации представим следующие исходные данные, соответствующие оборудованию ячейки прил. I (табл. 27).

Таблица 27

Исходные данные для расчетов

Показатель	Годы планируемого периода				
	1990	1991	1992	1993	1994
1. Добыча нефти, тыс.т/год	2140	2650	3020	2760	2740
2. Добыча жидкости, тыс.т/год	2830	3320	4010	4740	5720
3. Добыча нефти насосным способом, тыс.т/год	1750	2320	2760	2760	2740
4. Добыча жидкости насосным способом, тыс.т/год	2059	2680	3470	4740	5720
5. Число механизированных скважин, шт.	79	88	103	117	128
В том числе:					
5.1. ЭЦН, шт.	44	50	60	73	80
средняя мощность установки, кВт	63	63	63	63	63
5.2. ШГН, шт.	35	36	43	44	48
средняя мощность установки, кВт	35	35	35	35	35
6. Средневзвешенный газовый фактор по насосным скважинам, м ³ /т	48	43	39	37	31
7. Плотность растворенного газа в нормальных условиях, кг/м ³	0,94	0,88	0,90	1,04	1,09
8. Средневзвешенный динамический уровень, м	840	760	810	910	970

Окончание табл. 27

Показатель	Годы планируемого периода				
	1990	1991	1992	1993	1994
9. Соотношение поглощенных газов на газодобычных участках, и вол. ст.	40	40	40	50	55
10. Закачка воды, тыс. м ³ /год	3300	4950	6480	7350	6640
11. Среднее давление нагнетания, и вол. ст.	1600	1650	1700	1750	1700
12. Объем подготовки нефти, тыс. т	2140	2320	2760	2760	2740
13. Объем сброса подготовленной воды, тыс. м ³	690	670	990	1980	2980
14. Бурение, тыс. м	198	210	225	252	300
15. Средняя глубина подъема скважин, м	2200	2100	2050	2100	2350
16. Коммерческая скорость бурения, м/ст.-час	4400	4600	4700	4800	5000
17. Число стоянок в одновременной работе, шт.	5	5	5	6	6

I. Расчет электропотребления.

I.I. Удельный расход электроэнергии на несоскоку добычу нефти определяется (см. табл. I6):

$$W_{нж} = 2,724 \cdot 10^{-3} \frac{\text{КВт}}{\text{м}^3} \cdot (1 + 4 \cdot 10^{-3} \text{ ГРНС} +$$

$$+ \frac{\hat{W}_{нж}}{W_{нж}}) \left(\frac{W_{днж}}{W_{нж}} + \frac{W_{рзж}}{W_{нж}} \right), \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{т}}$$

КИЦ несоскокой добычи $\frac{W_{днж}}{W_{нж}}$ приравням:

$W_{днж}$ по табл. 6, 8. $K_{ДР} = 1,01$.

Для 1990 г.:

$$\omega_{\text{з}}^{1990} = \frac{4,724 \times 10^{-3} \times 1,01}{0,33} (1 + 1 \times 10^{-3} \times 46 \times 0,94 + \\ + \frac{0,15}{1 - 0,15}) (040 + 40) = 7,35 \text{ кВт.ч/т.}$$

Аналогично для 1991-1994 гг.:

$$\omega_{\text{з}}^{1991} = 6,72 \text{ кВт.ч/т.}$$

$$\omega_{\text{з}}^{1992} = 7,12 \text{ кВт.ч/т.}$$

$$\omega_{\text{з}}^{1993} = 11,94 \text{ кВт.ч/т.}$$

$$\omega_{\text{з}}^{1994} = 15,15 \text{ кВт.ч/т.}$$

Параллельно с изучением объемных показателей ввода в эксплуатацию, находим удельное электропотребление на этапах и сдвиги в производственных табл. 28.

I.2. Удельные расходы электропотребления на зажечку ядер в простых определяющих:

$$\omega_{\text{з}} = 2,724 \times 10^{-3} \times \frac{K_{\text{з}} \times \frac{1500 \times 1,015}{0,7} \times 0}{h_{\text{з}} \times 10^3}, \text{ кВт.ч/т}^3.$$

$K_{\text{з}}$ при генерации = 1,05.

КПД кустарной массовой стекловарки $h_{\text{з}} = 0,7$.

Для 1990-года

$$\omega_{\text{з}} = 2,724 \times 10^{-3} \times 1,05 \frac{1500 \times 1,015}{0,7} = 6,7 \text{ кВт.ч/т}^3.$$

Аналогично и для периода 1991-1994 гг.:

$$\omega_{\text{з}}^{1991} = 6,9 \text{ кВт.ч/т}^3;$$

$$\omega_{\text{з}}^{1992} = 7,1 \text{ кВт.ч/т}^3;$$

$$\omega_{\text{з}}^{1993} = 7,3 \text{ кВт.ч/т}^3;$$

$$\omega_{\text{з}}^{1994} = 7,1 \text{ кВт.ч/т}^3.$$

Электропотребление на зажечку ядер определяем по формуле с учетом **удельных расходов на объемы зажечки ядер и заносим в табл. 28.**

I.3. Удельный расход электропотребления на подготовку ядер – согласно формуле из табл. I6.

$$\omega_{\text{п.з}} = K_{\text{п.з}} \left\{ 2,124 \cdot 10^{-3} \times \frac{(1 + K_{\text{р.з}}) \times 150}{h_{\text{п.з}}} \left(1 + \frac{\delta_{\text{п.з}}}{1 - \delta_{\text{п.з}}} \right) \times 0,95 \right\} \times K_{\text{з}} \times \omega_{\text{з}} \left(1 + \frac{\delta_{\text{п.з}}}{1 - \delta_{\text{п.з}}} \right).$$

Согласно заданию, для подготовки нефти используются насосы с давлением на выходе $K_c \approx 240$ м вод. ст.; имеется блок сброса воды с давлением на выходе $K_{pr} = 360$ м вод.ст. $K_{pr} = 1,04$, $K_{зл.нег.} = 0$, так как подготовка нефти осуществляется на термодинамической установке;

если $b_1 = b_0$, то есть остаточная обводненность равна общей обводненности сырой нефти. $K_{pr} = 0$, так как рециркуляция некондиционной нефти не предусматривается; а $H_{tr} = 0$, так как перекачка горячей товарной нефти осуществляется за счет избыточного давления на печи ТСУ. Величину K_{pr} рассчитываем в виде отношения объема сброса подготовленной воды к объему подготовки нефти. Клд счтаем:

$$h_e = h_{pr} = 0,7.$$

Тогда для 1990 года

$$W_{pr}^{1990} = 1,04 \left\{ 2,724 \times 10^{-3} \left[\frac{240}{0,7} \left(1 + \frac{0,24}{1 - 0,24} \right) + \frac{690}{2140} + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{360}{0,7} \right] \right\} = 1,75 \text{ кВт.ч/т.}$$

Аналогично для 1991-1994 гг.:

$$W_{pr}^{1991} = 1,63 \text{ кВт.ч/т.}$$

$$W_{pr}^{1993} = 2,72 \text{ кВт.ч/т.}$$

$$W_{pr}^{1992} = 1,82 \text{ кВт.ч/т.}$$

$$W_{pr}^{1994} = 3,61 \text{ кВт.ч/т.}$$

Деремонтизув удельные расходы на объемы подготовки нефти, заносим результаты в табл. 28.

I.4. Расчет затрат электроэнергии на общепромысловый расход проводки по формуле табл. I6:

$$W_{op} = 1,1 (W_{aфнс} + W_{ппв}), \text{ однако } W_{ппв} = 0,$$

$$W_{op} = 1,1 W_{aфнс}.$$

Предыдущий расход электроэнергии на сбор и транспорт нефти ННС составляет:

$$W_{\text{эне}} = 2,724 \times 10^{-3} \cdot \frac{K_{\text{ДР}} \cdot H_{\text{нк}}}{\eta_{\text{нк}}} \cdot \left(1 + \frac{b_{\text{нк}}}{1 - b_{\text{нк}}} \right);$$

$$K_{\text{ДР}} = 1,04;$$

$$\eta_{\text{нк}} = 0,7;$$

$H_{\text{нк}} = 300$ м вод.ст. (для насосов ННС 300-300).

$$b_{\text{нк}} = b_0.$$

Для 1990 г.

$$(1) \frac{W_{\text{эне}}}{\text{т/ч}} = 2,724 \times 10^{-3} \cdot \frac{1,04 \times 300}{0,7} \left(1 + \frac{0,34}{1 - 0,24} \right) = 1,60 \text{ кВт.ч/т.}$$

Аналогично для 1991-1994 гг.:

$$\begin{aligned} W_{\text{эне}}^{1991} &= 1,52 \text{ кВт.ч/т;} \\ W_{\text{эне}}^{1992} &= 1,65 \text{ кВт.ч/т;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} W_{\text{эне}}^{1993} &= 2,09 \text{ кВт.ч/т;} \\ W_{\text{эне}}^{1994} &= 2,53 \text{ кВт.ч/т.} \end{aligned}$$

Перемножая эти $W_{\text{эне}}$ 1990...1994 на объемы добычи нефти в умножая на 1,1, получим общий промисловый расход, заносим его в табл. 28.

I.5. Подводим сумму расходов электроэнергии на добычу нефти:

$$W_{\text{эне}} = W_{\text{эне}} + W_{\text{эне}} + W_{\text{эне}} + W_{\text{эне}} + W_{\text{эне}}.$$

Заносим в табл. 28.

I.6. Расход электроэнергии на бурение скважин, тыс. кВт.ч, определяется по формуле (33)

$$W_{\text{эне}} = 8,76 K_n \left[\frac{m}{4} (K_{\text{ВЛ}} K_{\text{ДЛ}} P_{\text{ДЛ}} + K_{\text{ВН}} K_{\text{ДН}} P_{\text{ДН}}) \right],$$

$$W_{\text{б}} = \frac{W_{\text{эне}} - W_{\text{эне}}}{H}, \text{ кВт.ч/м, } W_{\text{эне}} = 0,$$

так как экономия электроэнергии на стадии проектирования не предусматривается.

$$m = K_C \frac{H \cdot 10^{-5}}{12 V_k};$$

Ко, Кп, Кбл, Кзл, Рп, Рн
для БГ 3000 ЗУК в Поярьского района.

берем из п.2.6

Для 1990 года

$$m^{1990} = 1,3 \frac{198 \cdot 10^3}{12 \times 4420} = 4,85.$$

Принимаем $m^{1990} = 5.$

$$W_{es}^{1990} = 8,76 \times 1,15 \times 5 (0,19 \times 0,71 \times 500 + 0,16 \times 0,79 \times 1260) = 11420 \text{ тыс. кВт.ч.}$$

$$\omega_e^{1990} = \frac{11420}{198} = 57,7 \text{ кВт.ч/м.}$$

Аналогично рассчитываем в $W_{es}^{1991-1994}$ для контроля
 $\omega_e^{1991-1994}.$

$$W_{ub}^{1991} = 11850 \text{ тыс.кВт.ч.}$$

$$W_{es}^{1991} = 12340 \text{ тыс.кВт.ч.}$$

$$W_{ub}^{1992} = 12960 \text{ тыс.кВт.ч.}$$

$$\omega_e^{1991} = 56,4 \text{ кВт.ч/м.}$$

$$\omega_e^{1992} = 54,8 \text{ кВт.ч/м.}$$

$$\omega_e^{1992} = 51,4 \text{ кВт.ч/м.}$$

$$W_{ub}^{1993} = 13700 \text{ тыс.кВт.ч.}$$

$$\omega_e^{1993} = 45,7 \text{ кВт.ч/м.}$$

Объемы электропотребления вносим в табл.28.

1.7. Прочее потребление, поскольку других данных нет, определяем в сумме 10 % расходов электроэнергии на добчу нефти и бурение скважин.

Таблица 28

Расчетное электропотребление по технологическим процессам

Процесс	Электропотребление по годам, тыс. кВт·ч				
	1990	1991	1992	1993	1994
Добыча нефти - всего	42490	57950	77830	100410	103210
В том числе:					
Насосная добыча нефти	12860	15590	21310	32950	41540
Закачка воды	22110	34160	46010	53640	47140
Подготовка нефти	3750	3780	5030	7510	9900
Общедорожесловий расход	3770	4430	5480	6350	7630
Бурение скважин	11420	11850	12346	12970	13700
Прочее потребление	5300	6800	8900	11300	12000
Всего потреблено	59210	76610	99070	124370	131910
Расчетная нагрузка, кВт	8700	10420	13400	16850	17850
Проверочные показатели					
Общий удельный расход яв. тонн нефти, кВт·ч/т	27,7	28,9	32,8	45,2	48,1
t_m , отн.ед.	0,77	0,84	0,84	0,84	0,85

В графу "Всего потреблено" табл. 28 заносим суммы расходов электроэнергии на добычу нефти, бурение скважин и прочее потребление.

2. Расчет перспективных электрических нагрузок.

Расчет перспективных нагрузок проводим на примере 1994 года.

1). Определяем показатели для расчета по формуле (16)

$$C = P_c(p) + P_c(C) + P_c(\text{бур.});$$

$$M = \sum P_n(C) + \sum P_c(p) + P_p(\text{бур.}).$$

2). Определяем нагрузки насосной добычи нефти

$$P_{c(p)} = \sum n_k p_k \frac{\theta_{\text{мод}}}{\sum q_k n_k} ,$$

$Q_{\text{мод}}$ из табл. 27 для 1994 г. - 5720 тыс.т/год;

из условий двух типоразмеров насосных скважин:

1) ЭДН $q_k = 220$ т/сут; $P_k = 63$ кВт; $n_k = 80$;

2) ШГН $q_k = 110$ т/сут; $P_k = 35$ кВт; $n_k = 48$.

Число рабочих суток в году принято 300.

$$P_{c(p)} = (48 \times 35 + 80 \times 63) \frac{5720 \times 10^3}{220 \times 300 \times 80 + 110 \times 300 \times 48} =$$

= 5500 кВт.

3). Определяем нагрузки сосредоточенных электроприемников:

$$P_c(C) = \sum_{i=1}^n K_{i,C} P_{i,C} .$$

$$\text{Для КНС } K_{i,C} = \frac{\omega_{i,C} Q_{i,C}}{\sum P_{i,C} \cdot T} = \frac{7,1 \times 6640 \times 10^3}{6 \times 1600 \times 8760} = 0,56.$$

$$\text{Для ДНС } K_{i,C} = \frac{\omega_{i,C} Q_{i,C}}{\sum P_{i,C} \cdot T} = \frac{2,53 \times 5720 \times 10^3}{8 \times 320 \times 8760} = 0,65.$$

$$P_c(C) = 0,56 \times 6 \times 1600 + 0,65 \times 8 \times 320 = 7860 \text{ кВт.}$$

Для части буровых стакнов ИУ 3000 МК (см. табл. 2)

$$P_{\text{с}}(3,6) = 6 \times 430 = 2580 \text{ кВт}; \quad P_{\text{с}}(6,6) = 6 \times 580 = 3480 \text{ кВт}.$$

4). Тогда показатели для расчета по формуле (16):

$$C = 5600 + 2800 + 2580 = 10040 \text{ кВт};$$

$$H = 80 \times 63 + 48 \times 35 + 6 \times 1600 + 8 \times 320 + 3480 = 22360 \text{ кг}.$$

$$5). \text{При коэффициенте: } \frac{2}{\mu} = \frac{16040}{22360} = 0,7 < 0,75.$$

$$\text{Тогда } P_{\text{р}} = C(I + \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{\frac{H}{C} - 1}) =$$

$$= 16040 \left(I + \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{\frac{22360}{10040} - 1} \right) = 17852 \text{ кВт}.$$

6). Аналогично предыдущим для всей нагрузки и по другим годам.

Данные такие же занесены в табл. 28.

В этой же таблице для гидравлических промыслов сданы удельные расходы электротяговых машин по табл. 10 для числа f_m в отраслевых единицах. Из этих показателей ясно, что стационарные гидравлические электротяговые установки растут вместе с обводненностью нефти, а f_m достигают величины 0,85 в год максимальной нагрузки.

7). Результаты расчета табл. 28 по проекту занесены в следующем виде (табл. 29).

Таблица 29

Основные технологические данные, расчетные нагрузки
и электропотребление по _____
мосторождению (табл. 5 _____)

Показатели	Годы перспективного периода				
	1990	1991	1992	1993	1994
Добыча нефти - всего, тыс.т	2140	2650	3020	2760	2740
Добыча жидкости - всего, тыс.т	2830	3320	4010	4740	5720

Сжато (табл. 29)

Показатель	Годы перспективного горизонта				
	1990	1991	1992	1993	1994
Закачка воды, тыс.м ³	3300	4950	6480	7350	6640
Средн. добывающих скважин, шт.	79	88	103	117	128
Бурение, тыс. м	198	210	225	252	300
Перекачка воды, тыс.м	-	-	-	-	-
Электропотребление, тыс.кВт.ч	59210	76610	99070	124670	31910
Удельный расход электроэнергии на жидкость, кВт.ч/т	20,9	23,1	24,7	26,3	23,1
Удельный расход электроэнергии на нефть, кВт.ч/т	27,7	28,9	32,8	45,2	48,1
Расчетная электрическая нагрузка, мВт	9,0	10,4	13,4	16,9	17,8

П р и м е ч а н и е. В табл. 29 могут входить в другие штатируемые объемные показатели (закачка газа в пласт, выработка газа для газлифта, прочие нагрузки - поселки, промзоны, нефтеперекачивающие станции, выработка пара, воздуха, тепла и т.п.).

Приложение 3

Справочник

Пример определения электропотребления на добчу нефти при эксплуатации

На участку нефтепромысла, содержащем установки добчи нефти насосным способом, зажигки воды в пыст, сбора и транспорта нефти, подготовки нефти, имеются отчеты по удельным расходам электроэнергии и нормообразующим факторам за прошлые (1985, 1986, 1987) годы и опирающиеся на 1988 год нормообразующие факторы и объемы производимой продукции по технологическим процессам (табл. 30). Определить планируемый расход электроэнергии на 1988 год по данному участку нефтепромысла.

Таблица 30

Исходные и расчетные данные для определения электропотребления по участку нефтепромысла

Технологический процесс	Параметр, вт.ИЭМ.	Отчетные данные по годам			Интерполяционные данные на 1988 г.	
		1985	1986	1987	исходные	расчетные
1. Добыча нефти насосами: способом	$\omega_{\text{нн}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{т}$	17,5	18,8	19,3	-	22,1
	$H_{\text{днн}}, \text{м}$	525	541	553	563	-
	$\delta_{\text{нн}}, \text{отн.ед.}$	0,36	0,39	0,43	0,47	-
	$Q_{\text{нн}}, \text{тыс.т.}$	540	560	590	660	-
2. Закачка воды	$\omega_{\text{з}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$	5,9	6,1	5,8	-	5,93
	$\Delta H_{\text{зак}}, \text{м}$	1350	1440	1350	1380	-
	$Q_{\text{з}}, \text{тыс.м}^3$	2100	2220	2240	2240	-
3. Сбор и транспорт нефти	$\omega_{\text{транс}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{т}$	3,3	3,6	3,7	-	3,82
	$\Delta H_{\text{транс}}, \text{м}$	600	630	640	660	-
	$\delta_{\text{транс}}, \text{отн.ед.}$	0,17	0,18	0,19	0,20	-
	$Q_{\text{транс}}, \text{тыс.т.}$	860	840	830	810	-
4. Подготовка нефти	$\omega_{\text{подг}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{т}$	1,6	1,7	1,6	-	1,7
	$\Delta H_{\text{подг}}, \text{м}$	240	240	240	240	-
	$\delta_{\text{подг}}, \text{отн.ед.}$	0,1	0,14	0,12	0,15	-
	$\Delta H_{\text{пр}}, \text{м}$	210	220	220	240	-
	$\Delta H_{\text{дир}}, \text{м}$	240	240	240	240	-
	$Q_{\text{подг}}, \text{тыс.т.}$	860	840	830	810	-

Окончание табл. 30

Технологический процесс	Параметр, $\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{тнн}$	Статистические данные за годы			Планируемые данные за 1988 г.	
		1985	1986	1987	исходные	расчетные
5. Добыча нефти - всего	$\omega_n, \text{кбт}\cdot\text{ч}/\text{тнн}$	32,03	35,57	36,45	-	40,31
	$Q_n, \text{тнн/г}$	860	840	830	810	-
	$W_n, \text{тнн/дн}$	27554	29966	30255	-	32649

I. Расчет планируемого удельного расхода электроэнергии на насосную добчу нефти.

Упрощенная формула для насосной добчи нефти

$$\omega_{nh} = K_{nh} H_{dyn} \left(1 + \frac{\delta_{nh}}{1 - \delta_{nh}} \right).$$

1). Рассчитываем K_{nh} за 1985, 1986 и 1987 годы.

Для 1985 года

$$K_{nh}^{1985} = \frac{\omega_{nh}^{1985}}{H_{dyn} \left(1 + \frac{\delta_{nh}^{1985}}{1 - \delta_{nh}^{1985}} \right)} = \frac{17,5}{525 \left(1 + \frac{0,36}{1 - 0,36} \right)} = 2,13 \cdot 10^{-2}$$

Для 1986 года

$$K_{nh}^{1986} = \frac{18,8}{541 \left(1 + \frac{0,39}{1 - 0,39} \right)} = 2,12 \cdot 10^{-2}$$

Для 1987 года

$$K_{nh}^{1987} = \frac{19,3}{563 \left(1 + \frac{0,43}{1 - 0,43} \right)} = 1,95 \cdot 10^{-2}$$

2). Определяем средневзвешенный K_{nh} по этому процессу:

$$K_{nh} = \frac{K_{nh}^{1985} Q_{nh}^{1985} + K_{nh}^{1986} Q_{nh}^{1986} + K_{nh}^{1987} Q_{nh}^{1987}}{Q_{nh}^{1985} + Q_{nh}^{1986} + Q_{nh}^{1987}} =$$

$$= \frac{2,13 \cdot 10^{-2} \cdot 540 + 2,12 \cdot 10^{-2} \cdot 560 + 1,95 \cdot 10^{-2} \cdot 590}{540 + 560 + 590} = 2,06 \cdot 10^{-2}$$

3). Определяем планируемый удельный расход электроэнергии на 1988 г.:

$$\omega_{nh} = K_{nh} H_{dyn} \left(1 + \frac{\delta_{nh}^{1988}}{1 - \delta_{nh}^{1988}} \right) = 2,06 \cdot 10^{-2} \cdot 660 \cdot \left(1 + \frac{0,47}{1 - 0,47} \right) =$$

$$= 22,1 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т.}$$

4). Расход электроэнергии на насосную добчу нефти составляет:

$$W_{on}^{1988} = \omega_{nh}^{1988} Q_{nh}^{1988} = 22,1 \times 660 = 14586 \text{ тыс.кВт.ч.}$$

2. Расчет планируемого расхода электроэнергии на закачку воды в пласт $\omega_3 = K_{\text{пл}} \alpha H_{\text{пл}};$

$$K_{\text{пл}}^{1985} = \frac{\omega_3^{1985}}{\alpha H_{\text{пл}}} = \frac{5,9}{1350} = 4,37 \cdot 10^{-3}.$$

Аналогично:

$$K_{\text{пл}}^{1986} = 4,24 \cdot 10^{-3};$$

$$K_{\text{пл}}^{1987} = 4,30 \cdot 10^{-3}.$$

$$K_{\text{пл}} = \frac{4,37 \cdot 10^{-3} \cdot 2100 + 4,24 \cdot 10^{-3} \cdot 2220 + 4,30 \cdot 10^{-3} \cdot 2240}{2100 + 2220 + 2240} = \\ = 4,30 \cdot 10^{-3}.$$

Планируемый удельный расход электроэнергии на 1988 год

$$\omega_3^{1988} = K_{\text{пл}} \alpha H_{\text{пл}} = \\ = 4,30 \times 10^3 \times 1380 = 5,93 \text{ кВт.ч/м}^3.$$

Расход электроэнергии

$$\omega_3^{1988} = 5,93 \times 2240 = 13283 \text{ тыс.кВт.ч.}$$

3. Расчет планируемого расхода электроэнергии на обор и транспорт нефти

$$\omega_{\text{неф}} = K_{\text{пл}} \alpha H_{\text{неф}} \left(1 + \frac{\delta_{\text{неф}}}{1 - \delta_{\text{неф}}} \right);$$

$$K_{\text{пл}}^{1985} = \frac{\omega_{\text{неф}}^{1985}}{\alpha H_{\text{неф}}^{1985} \left(1 + \frac{\delta_{\text{неф}}^{1985}}{1 - \delta_{\text{неф}}^{1985}} \right)} = \\ = \frac{3,3}{660 \left(1 + \frac{0,17}{1 - 0,17} \right)} = 4,69 \times 10^{-3}.$$

Аналогично

$$K_{\text{нн}}^{1986} = \frac{3,8}{630 \left(I + \frac{0,18}{I-0,18} \right)} = 4,69 \times 10^{-3};$$

$$K_{\text{нн}}^{1987} = \frac{3,7}{640 \left(I + \frac{0,19}{I-0,19} \right)} = 4,68 \times 10^{-3}.$$

$$K_{\text{нн}} = \frac{4,56 \times 10^3 \times 860 + 4,69 \times 10^3 \times 840 + 4,68 \times 10^3 \times 830}{860 + 840 + 830} = \\ = 4,64 \times 10^{-3}.$$

$$\omega_{\text{ннс}}^{1988} = 4,64 \times 10^{-3} \times 660 \left(I + \frac{0,20}{I-0,20} \right) = 3,82 \text{ кВт}\cdot\text{ч/т.}$$

$$W_{\text{ннс}}^{1988} = \omega_{\text{ннс}}^{1988} \times Q_{\text{нн}}^{1988} = 3,82 \times 810 = 3094 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч.}$$

Общепромысловый расход

$$W_{\text{аф}} = I, I (W_{\text{ннс}} + W_{\text{нн}}) = I, I (3094 + 6) = 3403 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч.}$$

4. Расчет планируемого расхода электроэнергии на подготовку нефти:

$$\omega_{\text{пп}} = K_{\text{пп}} \left[\Delta H_{\text{с}} \left(1 + \frac{\delta_{\text{окт}}}{1-\delta_{\text{окт}}} \right) + \Delta H_{\text{тт}} + H_{\text{пр}} \right],$$

$$K_{\text{пп}}^{1985} = \frac{\omega_{\text{пп}}}{\Delta H_{\text{с}}^{1985} \left(1 + \frac{\delta_{\text{окт}}}{1-\delta_{\text{окт}}} \right) + \Delta H_{\text{тт}}^{1985} + \Delta H_{\text{пр}}^{1985}} =$$

$$\frac{1,6}{240 \left(I + \frac{0,1}{I - 0,1} \right) + 210 + 240} = 2,23 \times 10^{-3}.$$

Аналогично:

$$K_{u4}^{1986} = \frac{1,7}{240 \left(I + \frac{0,14}{I - 0,14} \right) + 220 + 240} = 2,30 \times 10^{-3};$$

$$K_{u4}^{1987} = \frac{1,6}{240 \left(I + \frac{0,12}{I - 0,12} \right) + 220 + 240} = 2,18 \times 10^{-3}$$

$$K_{u4} = \frac{2,23 \times 10^3 \times 860 + 2,30 \times 10^3 \times 840 + 2,18 \times 10^3 \times 830}{860 + 840 + 830} = \\ \approx 2,23 \times 10^{-3}.$$

$$\omega_{u4} = 2,23 \times 10^{-3} \times 240 \left(I + \frac{0,15}{I - 0,15} \right) + 240 + 240 = 1,7 \text{ кВт.ч/т};$$

$$W_{u4}^{1986} = 1,7 \times 810 = 1377 \text{ тыс.кВт.ч.}$$

Общий расход электроэнергии на добывчу нефти по участку

$$W_{a4}^{1988} = W_{u4}^{1986} + W_{a3}^{1988} + W_{aop}^{1988} + W_{anp}^{1988} = \\ \approx 14586 + 13283 + 3403 + 1377 = 32649 \text{ тыс.кВт.ч.}$$

Удельный расход электроэнергии на тонну нефти:

$$\omega_{u4}^{1988} = \frac{W_{u4}^{1988}}{Q_{u4}^{1988}} = \frac{32649}{810} \approx 40,31 \text{ кВт.ч/т.}$$

Результаты расчетов заносим в табл. 30.

Приложение 4

Обязательное

П Р О Т О К О Л
испытаний гидравлических и энергетических
характеристик насосных агрегатов

Время проведения испытаний -

Состав КНС:

- 1) количество установленных агрегатов -
- 2) рабочие агрегаты -
- 3) резервные агрегаты -
- 4) агрегаты в ремонте -

Период измерений одного режима - 20 мин.

Таблица 31

Характеристика насосных агрегатов

Номер агрегата	Номер опыта	Показания счетчика воды за период измерений V_t , m^3	Давление на выходе $H_{вых}$, МПа	Давление на входе $H_{вх}$, МПа	Производительность насосного агрегата Q , $m^3/ч$	Мощность потребляемая насосным агрегатом, P , кВт	Удельный расход электрической энергии на единицу воды в пласте, $kVt \cdot ч/m^3$

Таблица 32

Характеристика низконапорных водоводов

Номер опыта	Параметры Q , $m^3/ч$; $H_{вх}$, МПа	Номер блока				Суммарная характеристика
		1	2	3	4	

Таблица 33

Характеристика выхода из распределительной
трубопровод блоков КНС

Номер опыта	$H_{вых}$, Мэ	Q , $m^3/ч$

Испытания проводил:

Ст. мастер цеха ПИД

(подпись)

Испытатель сетевого района

(подпись)

Приложение 5
Обязательное

ПРОТОКОЛ
предварительных испытаний технологического процесса
ЮС в режиме потребителя-регулятора

Таблица 34

Режим работы агрегатов ЮС

Период работы	Параметры	Агрегаты					КПД
		1	2	3	4	5	
Минимум нагрузки, 21-5 ч; II-IV ч	Производи- тельность, м ³ /ч						
	Мощность, кВт						
	Энергия, МВт.ч						
	Объем закачки, м ³						
Максимум нагрузки, 9-II ч; 18-21 ч	Производи- тельность, м ³ /ч						
	Мощность, кВт						
	Энергия, МВт.ч						
	Объем закачки, м ³						
За сутки	Энергия, МВт.ч						
	Объем закачки, м ³						

Испытания провели:

Ст. мастер цеха ПД

(подпись)

Начальник сотового района

(подпись)

Приложение 6

Обязательное

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер НГДУ

" " 1981 г.

СУАН-ГРАФИК

БУДУЩИЕ ПЛАНЫ-ОТКЛЮЧЕНИЯ АГРЕГАТОВ КЧС ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ
РАЖИМА ПОТРЕБИТЕЛЯ-РЕГУЛЯТОР СУТОЧНОГО ГРАФИКА
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ

Время максимума нагрузки:

утренний максимум - 9-11 ч.,

вечерний максимум - 18-21 ч.

Таблица 35

Период работы агрегатов КЧС

Номер агрегата	Работа агрегатов в течение суток (ч)				
	0-9	9-11	11-18	18-21	21-24
	0	0	0	0	0

0 - агрегат отключен,

Р - агрегат в работе.

П р и м е ч а н и е. Технологический разорв -

Регулирующие агрегаты -

Постоянно в работе агрегаты -

В часы максимума нагрузки включать не более _____ агрегатов.

При не выполнении суточного плана включать резервные агрегаты в соответствующих блоках в часы максимальных нагрузок.

Главный технолог НГДУ

(подпись)

Главный энергетик НГДУ

(подпись)

Главный механик НГДУ

(подпись)

Приложение 7

Справочник

УТСБРУД

Главный инженер ПЗУ

" " 1981 г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА
режима потребителя-регулятора суточного графика
электрической нагрузки КИС

I. Режим работы системы ПЗУ.

I.1. Суточный план закачки:

$V_{\text{сут}} = \text{_____} \text{м}^3$ при давлении на гребенке $H_{\text{гр}} = \text{_____} \text{МПа}.$

I.2. Обобщенный коэффициент приемистости за сутки по блокам, $\text{м}^3/\text{ч}$, МПа, _____.

2. Технологические ограничения на режим КИС.

2.1. Давление на распределительной гребенке - не менее _____ МПа, на устье удаленной магнитательной скважины - не менее _____ МПа.

2.2. Давление на входе насосных агрегатов - не менее _____ МПа.

2.3. Ток статора двигателя - не более _____ А.

2.4. Ток возбуждения двигателя - не более _____ А.

2.5. Агрегатов в работе - не менее _____ шт.

2.6. Производительность КИС - не менее _____ $\text{м}^3/\text{ч}$.

2.7. Производительность агрегата - не менее _____ $\text{м}^3/\text{ч}$.

2.8. Удельный расход электроэнергии - не более _____ кВт.ч/ м^3 .

3. Показатели электропотребления.

3.1. Участие в максимуме нагрузки энергосистемы – не более _____ кВт.

3.2. Суточный удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт – _____ кВт·ч/м³.

4. Технологические показатели работы блока КИС в течение суток.

Таблица 36

Режим КИС

Параметр	Режим блока КИС в течение суток, ч				
	0-9	9-11	11-18	18-21	21-24

Давление на гребенке, МПа

Давление на входе агрегатов (среднее), МПа

Производительность блока КИС, м³/ч

Давление на устье удаленной скважины, МПа

Главный технолог НГДУ

(подпись)

Главный инженер НГДУ

(подпись)

Приложение 3
Справочное

ПРИМЕР
разработки технологического процесса
потребителя-регулятора КЮ-15
НГДУ Белозернефть

1. Протокол испытаний гидравлических и энергетических характеристик насосных агрегатов и технологических систем КЮ-15 НГДУ Белозернефть. Время проведения испытаний - 27.08.87 г. Состав КЮ-1

- 1) количество установленных агрегатов - 5;
- 2) рабочие агрегаты - № 1, 2, 3, 4;
- 3) резервный агрегат - № 3.

Период измерений одного режима - 20 мин.

Таблица 37

Характеристика насосных агрегатов

Номер агрегата	Номер опыта	Показания счетчика воды за период измерений V_t , м ³	Давление на выходе из насоса $h_{вых.}$, м	Давление на входе в насос $h_{вх.}$, м	Производительность насосного агрегата Q , м ³ /ч	Мощность потребляемая насосным агрегатом P , кВт	Удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт A , кВт.ч/м ³
1	1	205	15,0	2,05	615	3230	5,25
	2	213	14,5	1,10	639	3285	5,13
	3	223	13,8	1,10	669	3350	5,02
	4	231	13,4	1,15	693	3410	4,91
	5	240	13,1	1,20	720	3480	4,83
2	1	213	14,9	1,15	639	3170	5,00
	2	222	14,4	1,15	666	3245	4,87
	3	232	14,0	1,20	696	3270	4,71
	4	240	13,6	1,20	720	3310	4,59
3	1	220	14,9	1,00	660	3210	4,81
	2	230	14,8	1,10	690	3250	4,67
	3	240	14,5	1,15	720	3290	4,56
	4	249	14,3	1,20	747	3330	4,45
	5	257	14,0	1,20	771	3380	4,37
4	1	187	15,1	1,00	561	3240	5,22
	2	200	14,9	1,05	600	3305	5,51
	3	204	14,8	1,05	612	3320	5,43

Таблица 38

Характеристика низконапорных водоводов

Номер опыта	Давление на входе $H_{вх}$, МПа	Производительность КНС Q , м ³ /ч
1	1,00	1240
2	1,05	1190
3	1,00	1264
4	1,10	1155
5	1,05	1220

Таблица 39

Характеристика выхода
на распределительной гребенке КНС

Номер опыта	Давление на выходе $H_{вых}$, МПа	Производительность КНС Q , м ³ /ч
1	14,85	1240
2	14,75	1264
3	14,90	1220
4	15,00	1190
5	15,05	1140

Таблица 40

Режим работы агрегатов КНС.

Период работы	Параметры	Номер агрегата				КНС-15
		1	2	3	4	
Минимум нагрузки: 21-9 ч, II-18 ч	Производительность, $m^3/ч$	575	-	667	-	1242
	Мощность, кВт	3170	-	3224	-	6394
	Энергия, МВт·ч	38,04	-	61,26	-	99,3
	Объем закачки, m^3	6900	-	12673	-	19573
Максимум нагрузки: 9-II ч, 18-21 ч	Производительность, $m^3/ч$	-	-	800	-	800
	Мощность, кВт	-	-	3520	-	3520
	Энергия, МВт·ч	-	-	17,6	-	17,6
	Объем закачки, m^3	-	-	4000	-	4000
За сутки	Энергия, МВт·ч	38,04	-	78,86	-	116,9
	Объем закачки, m^3	6900	-	16673	-	23565

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер НГДУ

" " 198_ г.

ПЛАН-ГРАФИК
 ВКЛЮЧЕНИЯ-ОТКЛЮЧЕНИЯ агрегатов КИС
 в режиме потребителя-регулятора суточного
 графика электрической нагрузки

Время максимума нагрузки: утренний максимум - 9-11 ч,
 вечерний максимум - 18-21 ч.

Таблица 41

Период работы агрегатов КИС

Номер агрегата	Работа агрегатов в течение суток, ч				
	0-9	9-11	11-18	18-21	21-24
1	I	0	0	0	I
2	0	0	0	0	0
3	I	I	I	I	I
4	0	0	0	0	0

0 - агрегат отключен,

I - агрегат в работе.

Регулирующие агрегаты - I.

Постоянно в работе - 3.

В часы максимума нагрузки включать не более одного агрегата.

При не выполнении суточного плана включать агрегат I с 11 до 18 ч.

Главный технолог

Главный энергетик

Главный механик

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер ППУ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА
режима потребителя-регулятора суточного графика
электрической нагрузки КНС

1. Режим работы системы ИД.

1.1. Суточный план заказов $V = 21400 \text{ м}^3$.

1.2. Обобщенный коэффициент приведенности за сутки - 2050, $\text{м}^3/\text{МПа}$.

2. Технические и технологические ограничения за режим КНС.

2.1. Давление на распределительной гребенке - не более 15,2 МПа.

2.2. Давление на входе насосных агрегатов - не менее 0,75 МПа.

2.3. Ток статора двигателя - не более 439 А.

2.4. Ток возбуждения двигателя - не более 288,6 А.

2.5. Агрегатов в работе - не менее 1.

2.6. Производительность КНС - не менее $450 \text{ м}^3/\text{ч}$.

2.7. Производительность агрегата - не более $860 \text{ м}^3/\text{ч}$.

2.8. Удельный расход электроэнергии - не более $6,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$.

3. Расчетные показатели электропотребления.

3.1. Участие в максимуме нагрузки энергосистемы - 3,655 МВт.

3.2. Электропотребление за сутки - 118,4 МВт·ч.

3.3. Суточный удельный расход электроэнергии на заказку воды в пласт - $4,864 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$.

3.4. Затраты на электроэнергию - 1726 руб.

базисный технологический режим КИС

4. Расчетные показатели электропотребления.

4.1. Участие в максимуме нагрузки энергосистемы ~ 6,213 МВт.

4.2. Электропотребление за сутки ~ 149,1 МВт·ч.

4.3. Суточный удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт ~ 5,446 кВт·ч/м³.

4.4. Затраты на электроэнергию ~ 2345 руб.

5. Расчетные технологические показатели работы КИС.

5.1. Суточный объем закачки ~ 24346,5586 м³.

Таблица 42

Режим КИС

Параметр	Режим КИС в течение суток, ч				
	0-9	9-11	11-18	18-21	21-24
Давление на гре- бенке, МПа	15,27	12,30	12,30	12,30	15,27
Давление на входе в грегатов, МПа	0,79	0,98	0,98	0,98	0,79
Давление на устье удалочной скважины, МПа					
Производительность КИС, м ³ /ч	1141,0	880,9	880,9	880,9	1141,0

Главный технолог

Главный энергетик

Приложение 9

Справочник

ПРИМЕР

определения экономической эффективности регулирования
нагрузки нефтепромысла (для данных табл. 43)

Таблица 43

Исходные данные к примеру

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Базовый объем закачки воды, м ³ /сут	284910	284910
Число постоянно работающих агрегатов, шт.	19	17
Число регулируемых агрегатов, шт.	—	3
Потребляемая активная мощность в часы максимальных нагрузок, МВт	66,23	57,34
Снижение участия в максимумах нагрузки, МВт	—	8,89
Потребляемая электроэнергия, МВт·ч/сут	1590	1528
Снижение потребления электро- энергии, МВт·ч/сут	—	62
Дополнительные капитальные вложения (резервный насосный агрегат ЦНС 500-1900, СТД-4000-2), тыс. руб.	—	41,2

Расчет годового экономического эффекта представлена в
табл. 44.

Таблица 44

Расчет экономического эффекта

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Плата по первой ставке тарифа, тыс.руб.	2583	2236
Плата по второй ставке тарифа, тыс.руб.	17,5	16,8
Годовые затраты по тарифу, тыс.руб.	8967	8371
Снижение годовых затрат по тарифу, тыс.руб.	-	596
Амортизационные отчисления, тыс.руб.	-	8,4
Годовые эксплуатационные расходы, тыс.руб.	8967	8379
Годовой экономический эффект, тыс.руб.	-	588
Удельный экономический эффект, тыс.руб./МВт	-	66

Таким образом, даже дополнительные капитальные вложения, связанные с установкой дополнительного регулирующего насосного агрегата, экономически целесообразны, о чём свидетельствует годовой экономический эффект нового варианта - 588 тыс.руб.

Приложение 10

Справочное

ПРИМЕР I

определения величин Q_{31} и Q_{32} , заявляемых
энергоснабжающей организацией

Узел комплексной нагрузки нефтегорючесла, находящийся в районе ОЭС Урала, получает питание от понижающей подстанции 110/6 кВ. Максимальная активная нагрузка квартала $P_{\Phi}^{\Phi} = 53$ МВт. Установленная мощность СД составляет 32 МВт (из них 12 МВт - резервные). Остальные данные приведены в табл. 45.

Таблица 45

Исходные данные к примеру I

Параметр	Значение параметров для кварталов			
	I	II	III	IV
Фактическое потребление реактивной мощности в максимумах нагрузки, Мвар	10	II	II,2	10,6
То же, в минимум, Мвар	10	II	II,2	10,6
Номинальная мощность СД, работающих в максимум нагрузки, МВт	20	20	20	20
То же, в минимум, МВт	20	20	20	20
Возможное увеличение реактивной мощности СД в максимум нагрузки, Мвар	0,2	0,2	0,2	0,2
То же, в минимум, Мвар	0,2	0,2	0,2	0,2
Возможное снижение реактивной мощности СД в минимум нагрузки, Мвар	-	-	-	-

Решение.

1). По формуле (58) и табл. 20 получаем

$$Q_{\text{н}}^1 = 0,31 \times 53 = 16,4.$$

По формуле (59)

$$Q_{\text{н}}^1 = 10,6 - 0,2 = 10,4.$$

Значение $Q_{\text{н}}^1$ принимаем равным 10,4 Мвар.

2). Для обеспечения рассчитанного потребления реактивной мощности потребитель должен ввести в действие дополнительные БК мощностью (61):

$$Q_{\text{д}} = 10,6 - 10,4 - 0,2 = 0.$$

Установка дополнительных БК не требуется.

3). По формуле (62) определяем значения $Q_{\text{н}}^i$ для оставшихся кварталов года:

$$Q_{\text{н}}^I = 10 - 0,2 = 9,8 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{н}}^II = 11 - 0,2 = 10,8 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{н}}^III = 11,2 - 0,2 = 11 \text{ Мвар}.$$

4). По формулам (63) и (64) определяем верхнее и нижнее граничи величин $Q_{\text{н}}^i$ для всех кварталов года:

Квартал	I	II	III	IV
$Q_{\text{н},\text{в}}^i$, Мвар	10,0	11,0	11,2	10,6
$Q_{\text{н},\text{н}}^i$, Мвар	9,8	10,8	11,0	10,4

ПРИМЕР 2

определения степени использования для КРМ установленного в приводе насосного агрегата кустовой насосной станции двигателя СД-1250-2

Определены путем замеров следующие фактические данные:

$$I = 103 \text{ A}; \quad U = 6,3 \text{ кВ}; \quad i_s = 231 \text{ A}.$$

Решение.

1). Определяем значение коэффициента загрузки по активной мощности P_* :

$$P_* = \frac{P_a}{S_n} = \frac{\sqrt{3}UI}{S_n} = \frac{\sqrt{3} \times 6,3 \times 103}{1450} = 0,775.$$

2). Определяем U_* :

$$U_* = \frac{6,3}{6} = 1,05.$$

3). Определяем I_{B*} :

$$I_{B*} = \frac{231}{255,4} = 0,904.$$

4). По (65) в табл. 48 определяем:

$$Q_{\text{св}} = [-2,95(I - 0,904) + 1,31(I - 0,904)^2 - 2,58 \times 0,775(I - 0,904) + 0,88 \times 1,05(I - 0,904)] \times 1450 = -215 \text{ квар.}$$

При решении вопроса дополнительной установки на предприятии компенсирующих устройств эту мощность СД необходимо использовать в первую очередь.

Таблица 46

Технические данные синхронных электродвигателей

Тип	Номи- наль- ная мощ- ность P_N , кВт	Полная мощ- ность S_N , кВА	Номи- наль- ное напря- жение U_N , кВ	Номи- наль- ный ток I_N , А	Коэффи- циент полез- ного действия η , %	Коэффи- циент мощно- сти $cos\varphi$	Ток возбуж- дения I_{ex} А	Номи- наль- ный ток возбуж- дения I_{ex} , А	Коэффициенты эпюровой линии, кВт	
									Δ_1	Δ_2
СТД-630-2	630	735	6	71 10	95,8 95,6	0,9	118 120	245 247	2,22	2,95
СТД-800-2	800	935	6	90 10	95,0 95,8	0,9	128 127	274 275	2,91	3,52
СТД-1000-2	1000	1160	6	112 10	95,3 96,0	0,9	140 140	284 295	3,39	3,99
СТД-1250-2	1250	1450	6	140 10	95,8 96,5	0,9	118,6 118,6	255,4 255,3	3,93	3,54
СТД-1600-2	1600	1850	6	178 10	95,9 96,6	0,9	129,5 124	275,5 273,4	4,93	4,13
СТД-2000-2	2000	2300	6	221 10	95,9 96,8	0,9	125,3 125,3	290,2 290,0	5,48	5,94
СТД-2500-2	2500	2870	6	276 10	97,2 97,0	0,9	122,2 115	295,1 260	6,74	5,53
СТД-3150-2	3150	3680	6	354 213	97,3 97,2	0,9	122,1 122,1	268,5 269,6	7,87	6,94
СТД-4000-2	4000	4580	6	439 263	97,5 97,4	0,9	131,1 126,7	288,6 294	8,99	10,0
СТД-5000-2	5000	5740	6	552 332	97,6 97,5	0,9	132,7 122,7	293,8 293,6	10,5	11,9
СТД-6300-2	6300	7230	6	696 417	97,6 97,5	0,9	99,61 98,17	243 253	10,3	11,6
СТД-8000-2	8000	9130	6	879 587	97,9 97,7	0,9	102,5 102,5	261,2 261,6	12,5	15,0

Таблица 47

Комплектные конденсаторные установки

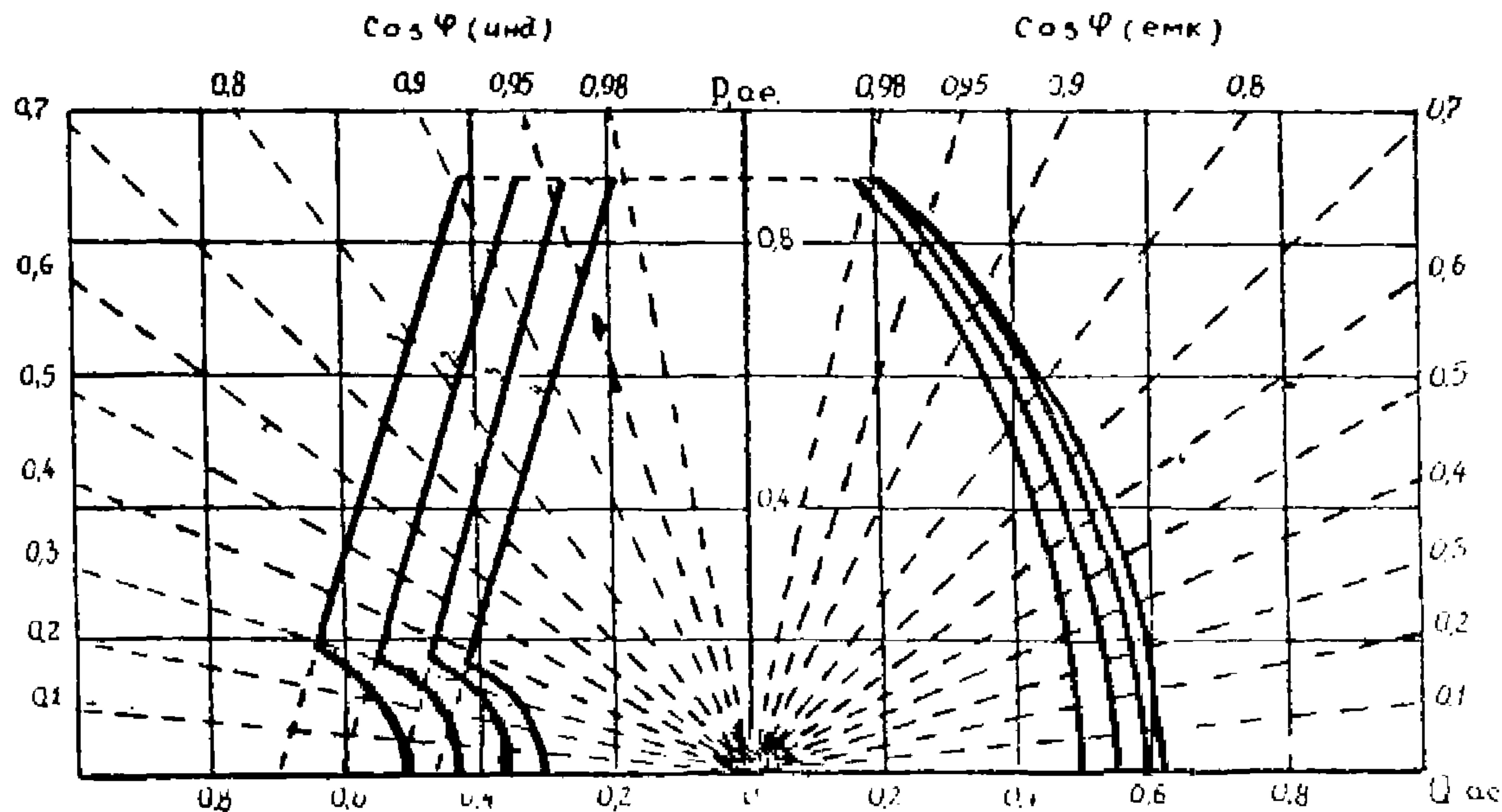
Тип	Мощность, квар	Число ступеней	Цена, руб.	Удельная мощность, руб./квар	Приведенные затраты, руб./квар в год
Для осветительных сетей 380 В					
УК2-0,38-50У3	50	2	335	6,7	1,48
УК3-0,38-75У3	75	3	435	5,8	1,28
УК2-0,38-100У3	100	2	555	5,6	1,23
Для силовых сетей 380 В					
УКБН-0,38-100-50У3	100	2	1050	10,5	2,31
УКВГ-0,38-150У3	150	1	1195	8,0	1,76
УКТ-0,38-150У3	150	1	1125	7,5	1,65
УКБ-0,38-150У3	150	-	935	6,2	1,36
УКБН-0,38-200-50У3	200	4	1865	9,3	2,05
УКЛН-0,38-300-150У3	300	2	2355	7,9	1,74
УКЛН-0,38-450-150У3	450	3	3385	7,5	1,65
УКЛН-0,38-600-150У3	600	4	4460	7,6	1,65
Для силовых сетей 6 и 10 кВ					
УКМ-6,3-400У1	400	1	1940	4,9	1,08
УК-6,3-450 ЛУ3	450	1	1820	4,1	0,9
УК-6,3-900 ЛУ3	900	1	3350	3,7	0,81
УК-6,3-1125 ЛУ3	1125	1	4240	3,7	0,81

Таблица 48

Коэффициенты регрессии для выражения реактивной мощности, полученные на основании экспериментальных данных

Тип двигателя	B_0	B_1	B_2	B_3	B_{11}	B_{22}	B_{33}	B_{12}	B_{13}	B_2
СТД-1250-2	4,22	3,22	-8,0	-2,95	1,94	4,66	1,31	-2,7	-2,58	0,6
СТД-1600-2	4,45	1,68	-8,92	-1,91	0,782	5,28	0,621	-1,16	-1,83	0,0
СТД-4000-2	3,58	1,95	-7,01	-1,927	0,978	4,14	0,755	-1,39	-1,40	0,0

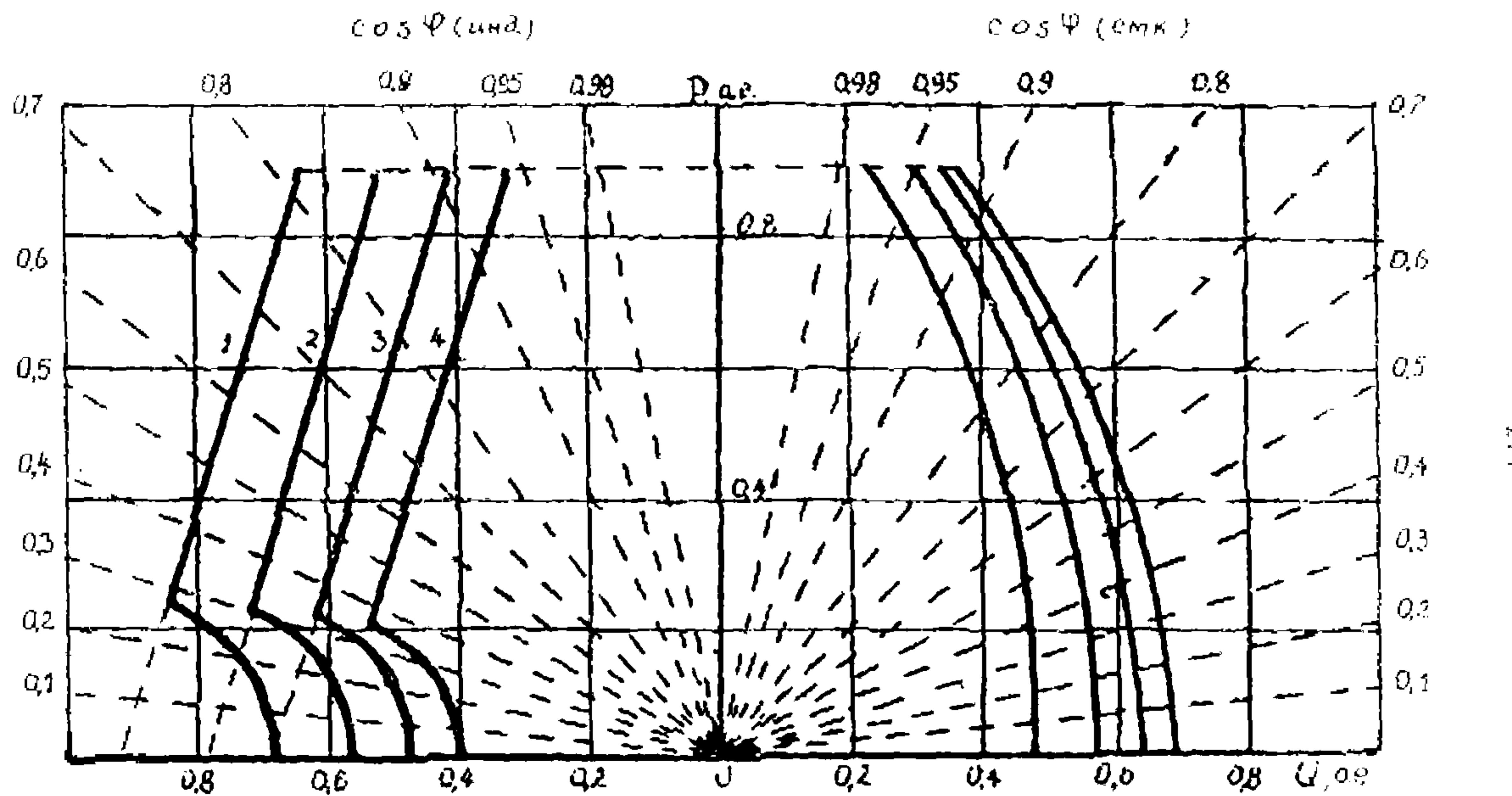
Диаграммы активной-реактивной мощности СТД-1250-2



1 - $U = 1.1 U_n$, 2 - $U = 1.05 U_n$, 3 - $U = U_n$, 4 - $U = 0.95 U_n$

Задача 2

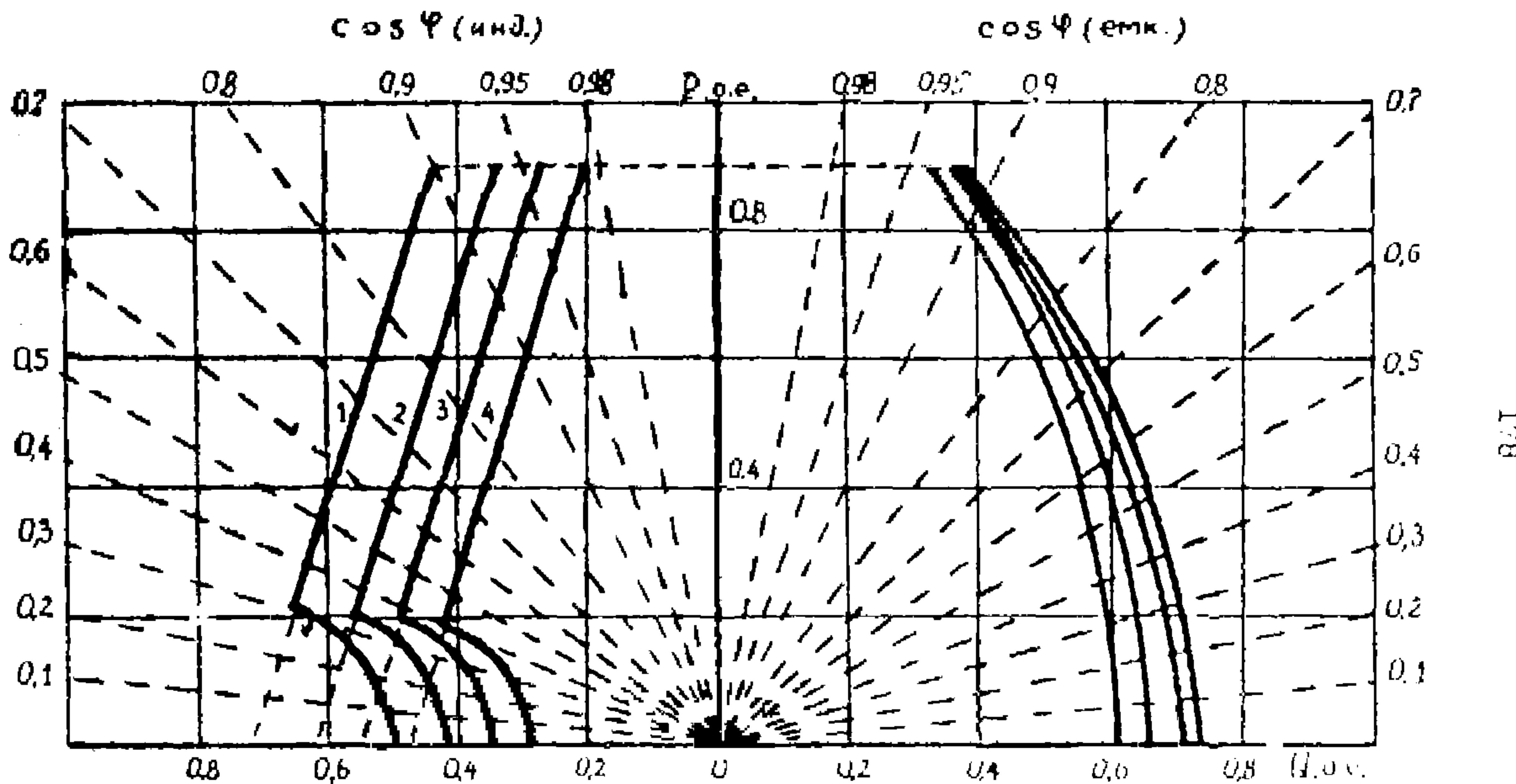
Диаграммы активной-реактивной мощности СТД-1600-2



$$1-U = 1.1U_n, 2-U = 1.05U_n, 3-U = U_n, 4-U = 0.95U_n$$

Рис. 9

Диаграммы активной-реактивной мощности СД-4000-2



1- $U \approx 1.1 \cdot U_n$, 2- $U = 1.05 \cdot U_n$, 3- $U = U_n$, 4- $U \approx 0.95 \cdot U_n$

Приложение II
Обязательное

Таблица 49

Критические напряжения по пуску и устойчивости
технологических агрегатов с приводом
от высоковольтных электродвигателей

Тип агрегата	Приводной двигатель	Критическое напряжение пуска, кВ	Критическое напряжение устойчивости, кВ
ЩК 180-212	ВАО2 - 450 S - 4	3,66	2,61
ЦНС 180-253	ВАО2 - 450 S - 4	3,69	2,49
ЦНС 180-297	ВАО2 - 450 M - 4	3,72	2,49
ЦНС 160-340	ВАО2 - 450 M - 4	3,60	2,49
ЩНС 180-383	ВАО2 - 450 LA - 4	3,60	2,64
ЩНС 180-425	ВАО2 - 450 LA - 4	3,30	2,64
ЩК 300-180	ВАО2 - 450 M - 4	3,75	2,51
ЦНС 300-240	ВАО2 - 450 LA - 4	3,60	2,46
ЩНС 300-300	ВАО2 - 450 LB - 4	3,30	2,58
ЦНС 300-360	ВАО2 - 560 S - 4	3,30	2,61
ЦНС 300-420	ВАО2 - 560 S - 4	3,30	2,58
ЦНС 300-480	ВАО2 - 560 M - 4	3,30	2,56
ЦНС 300-540	ВАО2 - 560 LA - 4	3,24	2,58
ЦНС 300-600	ВАО2 - 560 LA - 4	3,30	2,67
ИК 560/300	ВАО2 - 450 S - 2	4,80	2,46
ИК 560/180	ВАО2 - 450 M - 2	4,44	2,10
ИК 560/120	ВАО2 - 450 M - 2	4,50	2,40
ИК 200/370	ВАО2 - 450 LA - 2	4,50	2,46
ИК 560/180	ВАО2 - 450 LB - 2	4,44	2,40
ИК 560/300	ВАО2 - 450 LB - 2	4,38	2,38
ЦНС 180-950	СТД-800-2	3,78	3,3
ЩК 180-1422	СТД-1250-2	3,54	2,85
ЦНС 180-1900	СТД-1600-2	3,36	3,15

ОБОГАЩЕНИЕ УГЛЕЙ, 49

Тип агрегата	Производитель турбогенератора	Критическое напряжение генератора, кВ	Критическое напряжение генератора, кВ
ЦИС 500-1900	СД-4000-2	3,01	3,3
ГЭПД-100/5-II0	СД-6300-2	3,81	3,90
ГЭПД-180/5-II2	СД-10000-2	3,6	3,40
Д 12500-24-У3	СДП6-41-12-У3	4,02	3,69
ДП 3000-197-У3	СДП3-15-76-У3	4,14	3,74

Приложение I2
Обязательное

Таблица 50

Продолжительность пуска высоковольтных двигателей технологических агрегатов, с

Тип агрегата	Приводной двигатель	Остаточное напряжение на зажимах, %										
		1,05	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55
ЦНС 180-212	ВАО2-450 5-4	0,97	1,09	1,24	1,43	1,67	1,98	2,38	2,98	3,74	-	-
ЦНС 180-255	ВАО2-450 5-4	1,15	1,30	1,48	1,70	1,99	2,38	2,60	3,48	4,40	-	-
ЦНС 180-297	ВАО2-450 4-4	1,20	1,35	1,55	1,78	2,07	2,44	2,93	3,63	4,68	-	-
ЦНС 180-340	ВАО2-450 4-4	1,05	1,20	1,41	1,66	1,96	2,33	2,85	3,59	4,73	6,00	-
ЦНС 180-383	ВАО2-450 4-4	1,01	1,13	1,32	1,36	1,83	2,19	2,62	3,26	4,19	5,08	-
ЦНС 180-425	ВАО2-450 4-4	0,83	0,93	1,06	1,24	1,45	1,74	2,10	2,55	3,24	4,24	-
ЦНС 300-180	ВАО2-450 4-4	1,20	1,37	1,58	1,86	2,18	2,58	3,18	3,88	5,01	-	-
ЦНС 300-240	ВАО2-450 4-4	1,01	1,14	1,33	1,55	1,85	2,20	2,65	3,33	4,22	5,95	-
ЦНС 300-300	ВАО2-450 4-4	0,84	0,95	1,08	1,25	1,49	1,78	2,05	2,64	3,34	4,36	-
ЦНС 300-360	ВАО2-560 5-4	0,89	1,00	1,14	1,32	1,57	1,87	2,28	2,81	3,57	4,56	-
ЦНС 300-420	ВАО2-560 5-4	0,87	0,91	1,03	1,19	1,41	1,69	2,03	2,53	3,14	4,20	-
ЦНС 300-480	ВАО2-560 4-4	0,81	0,91	1,03	1,20	1,42	1,71	2,06	2,55	3,21	4,22	-
ЦНС 300-540	ВАО2-560 4-4	0,74	0,83	0,94	1,08	1,26	1,54	1,84	2,27	2,95	3,74	5,19
ЦНС 300-600	ВАО2-560 4-4	0,75	0,84	0,90	1,10	1,28	1,55	1,90	2,35	3,94	3,80	5,45
ЭК 560/300	ВАО2-450 5-2	1,35	1,30	2,20	2,65	3,25	5,15	6,00	-	-	-	-
ЭК 560/180	ВАО2-450 4-2	1,55	1,80	2,10	2,45	2,95	3,75	4,95	6,00	-	-	-
ЭК 560/120	ВАО2-450 4-2	1,75	2,00	2,35	2,75	3,40	4,30	5,90	6,00	-	-	-

18

Окончание табл. 50

Тип агрегата	Приводной двигатель	Остаточное напряжение на зажимах, в.е.										
		1,05	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55
ЭК 200/370	ВАО2-450Л4-2	1,60	1,85	2,15	2,55	3,15	4,00	5,55	6,00	-	-	-
ЭК 560/180	ВАО2-450Л6-2	1,55	1,80	2,10	2,50	2,95	3,85	5,25	6,00	-	-	-
ЭК 560/300	ВАО2-450Л6-2	1,40	1,60	1,80	2,20	2,70	3,40	4,65	6,00	-	-	-
ЭКС 180-950	СД-800-2	1,70	2,03	2,30	2,70	3,08	3,67	4,50	5,53	6,72	-	-
ЭКС 180-1422	СД-1250-2	1,42	1,56	1,82	1,97	2,31	2,69	3,21	3,75	4,77	6,18	-
ЭКС 180-1900	СД-1600-2	1,18	1,44	1,65	1,87	2,15	2,49	2,86	3,44	4,27	5,54	-
ЭКС 500-1900	СД-4000-2	1,27	1,45	1,68	1,90	2,18	2,51	2,93	3,19	4,57	5,90	-
43 ПМ2-100/5- -II0	СД-6300-2	1,70	1,94	2,16	2,57	2,95	3,33	3,93	4,82	6,05	-	-
43 ПМ2-190/5- -II2	СД-1000-2	1,60	1,75	1,90	2,16	2,56	2,94	3,45	4,18	5,07	-	-
Д 1250-24-У3	СДН 16-41-12-У3	1,80	2,12	2,53	2,85	3,53	4,30	6,19	-	-	-	-
ЭКС 3000-197- -У3	СДН 3-15-76-5У3	1,90	2,70	3,09	3,67	4,60	5,69	-	-	-	-	-

СОДЕРЖАНИЕ

Директивная часть	4
Методическая часть	40
Приложение I	I21
Приложение 2	I38
Приложение 3	I48
Приложение 4	I55
Приложение 5	I57
Приложение 6	I58
Приложение 7	I59
Приложение 8	I61
Приложение 9	I67
Приложение 10	I69
Приложение II	I79
Приложение 12	I81