МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ОПТИМАЛЬНОМУ УПРАВЛЕНИЮ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И УРОВНЯМИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

ТИ 34-70-002-82

СПО
СОЮЗТЕХЭНЕРГО
Москва 1982

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

ГЛАВНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ОПТИМАЛЬНОМУ УПРАВЛЕНИЮ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И УРОВНЯМИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ ТИ 34-70-002-82

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА И ИНФОРМАЦИИ СОЮЗТЕХЭНЕРГО

Москва 1982

Р А З Р А Б О Т А Н О Уралтехэнерго

И С П О Л Н И Т Е Л И В.Н.КАЗАНЦЕВ, Г.З.КУШНИР (Уралтехэнерго), В.М.МАКСИМОВ (Главтехуправление Минэнерго СССР)

У Т В Е Р Ж Д Е Н О Главным техническим управлением по эксплуатации энергосистем

Заместитель начальника К.М.АНТИПОВ

© СПО Союзтехэнерго, 1982.

УДК 621.3.016.25(083.96)

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ОПТИМАЛЬНОМУ УПРАВЛЕНИЮ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И УРОВНЯМИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

ТИ 34-70-002-82

Срок действия установлен
с 01.04.82 г. до 1.04.87 г.

I. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

I.I. Оптимальное управление потоками реактивной мощности - одно из средств снижения потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем.

I.2. Инструкция предусматривает осуществление оптимального управления потоками реактивной мощности районными энергетическими управлениями (РЭУ), производственными энергетическими объединениями (ПЭО) и предприятиями электрических сетей (ПЭС).

I.3. Предлагаемая в Инструкции методика оптимального управления потоками реактивной мощности основана на следующих основных принципах:

а) управление производится только теми синхронными генераторами, синхронными компенсаторами, батареями статических конденсаторов, реакторами и трансформаторами РПН, которые на соответствующем уровне управления обладают достаточным регулировочным диапазоном для существенного изменения потерь энергии в электрической сети;

б) оптимизационные расчеты являются "инструментом" для исследования режима электрической сети и должны выполняться периодически при разработке режима, а их результаты обобщаться в виде законов оптимального управления.

Применение указанных выше принципов позволяет отказаться от регулярного сбора и обработки информации о фактических нагрузках в узлах электрической сети для управления ее режимом и ограничиться применением имеющейся информации о текущем режиме сети.

I.4. Инструкция предназначена для центральных диспетчерских служб РЭУ (ПЭО), диспетчерских служб ПЭС и устанавливает методику оптимального управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в электрической сети, порядок выполнения мероприятий по обеспечению оптимального управления и является основой для разработки местных инструкций по оптимальному управлению потоками реактивной мощности и уровнями напряжения для соответствующих служб РЭУ (ПЭО) и ПЭС.

При отсутствии достаточного объема средств телеизмерений и телеуправления Инструкция может быть использована в качестве методической основы для осуществления оптимального управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения объединенной энергосистемы.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЯ

2.I. Средства управления (регулирования) потоками реактивной мощности и уровнями напряжения - генераторы электростанций, синхронные компенсаторы, регулируемые (отключаемые) батареи статистических конденсаторов и реакторы, трансформаторы и автотрансформаторы РПН и вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ), синхронные электродвигатели, используемые для регулирования потокораспределения.

2.2. Законы оптимального управления (регулирования) потоками реактивной мощности и уровнями напряжения - устойчивые оптимальные соотношения между параметрами режима электрической сети и параметрами режима работы средств управления потоками реактивной мощности, которые определяются на основе обработки результатов расчетов оптимальных режимов, охватывающих все возможные нормальные (не аварийные и послеаварийные) состояния энергосистемы, вида:

$$Q = Q_0 + \sum_{k=1}^{\ell} a_k \Pi_k \quad ;$$
$$U = U_0 + \sum_{k=1}^{\ell} b_k \Pi_k \quad , \qquad (2.1)$$

где Q, U – регулируемые значения реактивной мощности и напряжения;

Q_0, a, U_0, b – коэффициенты;

Π_k – параметры режима электрической сети, по которым регулируется генерация (потребление) реактивной мощности или напряжение в узле (переменные управления);

ℓ – число таких параметров.

2.3. Пункты контроля и управления потоками реактивной мощности в электрической сети – электростанции или подстанции, где имеются средства управления потоками реактивной мощности, обладающие регулировочным диапазоном, достаточным для изменения потерь активной мощности в сети на заданное значение.

2.4. Местные параметры режима электрической сети – напряжения на шинах, токи, потоки активной и реактивной мощности в узле, где установлено средство управления потоками реактивной мощности.

3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЯЗАННОСТЕЙ ПО ОПТИМАЛЬНОМУ УПРАВЛЕНИЮ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И УРОВНЯМИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕЖДУ РЭУ (ПЭО) И ИХ ПРЕДПРИЯТИЯМИ

3.1. В работе по оптимальному управлению потоками реактивной мощности участвует персонал:

- служб РЭУ (ПЭО);
- электростанций энергосистемы;
- предприятий электрических сетей.

3.2. Персонал РЭУ (ПЭО) в сроки, указанные в п.4 настоящей Инструкции, должен:

а) определить пункты контроля и управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения, находящиеся в оперативном управлении РЭУ и ПЭС;

б) рассчитать законы оптимального управления потоками реак-

тивной мощности и уровнями напряжения в пунктах контроля, находящихся в оперативном управлении РЭУ (ПЭО) и ПЭС;

в) разработать местные указания для оперативного персонала по оптимальному управлению потоками реактивной мощности и уровнями напряжения;

г) контролировать выполнение заданий по поддержанию оптимальных потоков реактивной мощности и уровней напряжения.

3.3. Персонал электрических станций должен регулировать выработку (потребление) реактивной мощности на электростанции согласно заданиям РЭУ (ПЭО).

3.4. Персонал предприятий электрических сетей должен:

а) обеспечивать автоматическое регулирование коэффициентов трансформации на понизительных трансформаторах в соответствии с [1];

б) выполнять задания РЭУ (ПЭО) по загрузке компенсирующих устройств (КУ) и регулированию коэффициентов трансформации трансформаторов связи сетей разных классов напряжений.

4. ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ОБЪЕМ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОПТИМАЛЬНОМУ УПРАВЛЕНИЮ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И УРОВНЯМИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

4.1. Определение законов оптимального управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в электрической сети выполняется при разработке режима энергосистемы [2] и состоит из:

а) определения фактического диапазона регулирования реактивной мощности в узлах сети (располагаемой реактивной мощности);

б) расчета серии оптимальных режимов и выявления факторов, влияющих на оптимальное значение реактивной мощности в выбранных пунктах контроля;

в) выявления законов оптимального управления потоками реактивной мощности и предоставления их в виде аналитической зависимости регулируемого напряжения или реактивной мощности от параметров режима электрической сети;

г) проверки возможности реализации выбранных законов оптимального управления.

4.2. Выбор пунктов контроля и управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения должен выполняться при изменении схемы электрических соединений энергосистемы, вводе нового генери-

рующего оборудования на электростанциях и КУ на подстанциях, но не реже одного раза в три года.

4.3. Реализация законов оптимального управления должна осуществляться средствами автоматизации, телеуправления и диспетчерского управления.

4.4. Режимы работы средств управления потоками реактивной мощности при аварии в энергосистеме определяются соответствующими инструкциями по ликвидации аварий.

5. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАКОНОВ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И УРОВНЯМИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

5.1. Для определения законов оптимального управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в электрической сети требуются следующие исходные данные:

а) схема замещения электрической сети энергосистемы с указанием значений активных и реактивных сопротивлений линий, генераторов, трансформаторов, реакторов, батарей статических конденсаторов;

б) диапазоны регулирования реактивной мощности генераторов, синхронных компенсаторов, реакторов, батарей статических конденсаторов, синхронных двигателей; диапазоны регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов РПН и ВДТ;

в) пределы допустимых изменений напряжения во всех узлах электрической сети;

г) графики активной и реактивной нагрузок в узлах электрической сети в летние и зимние контрольные сутки.

6. МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕТИ И НАГРУЗОК ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАСЧЕТОВ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТОКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

6.1. В схему замещения, используемую для определения законов оптимального управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в электрической сети, должны быть включены: на уровне РЭУ (ПЭО) - сети энергосистемы напряжением 110 кВ и выше, на уровне ПЭС - сети 35 кВ и выше, находящиеся в управлении ПЭС.

6.2. Средства управления потоками реактивной мощности включаются в схему замещения в зависимости от их установленной мощности (табл. I) вместе с сетью низшего напряжения, связывающей их с сетью соответствующего уровня.

Таблица I

Уровень схемы	Суммарная мощность средств управления потоками реактивной мощности в узле, включаемых в схему замещения электрической сети
РЭУ (ПЭО) . . .	Свыше I5 Мвар
ПЭС	Все источники реактивной мощности, включенные на напряжение 6 кВ и выше

6.3. В узлах II0 кВ и выше, имеющих понизительные трансформаторы, оборудованные автоматически управляемыми РПН, уровни напряжения и потери мощности в сети, подключенной к сторонам СН и НН этих трансформаторов и не включенной в схему замещения соответствующего уровня, практически не зависят от уровней напряжения на стороне ВН. Поэтому в таких узлах при определении законов оптимального управления можно задавать постоянную нагрузку, приведенную к стороне ВН подстанции. Допускается такое же моделирование сети, подключенной к сторонам СН и НН трансформатора без автоматически управляемого РПН.

6.4. Для более точного учета влияния изменения напряжения в сети II0 кВ и выше на потери в сети 6–35 кВ, подключенной к сторонам СН и НН трансформатора без автоматически управляемого РПН, сеть 6–35 кВ может вводиться в схему замещения эквивалентной схемой, приведенной на рис. I.

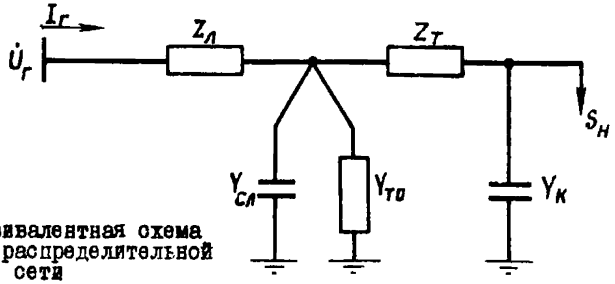

Рис. I. Эквивалентная схема замещения распределительной сети

6.5. Эквивалентная схема сети 6-35 кВ получается следующим образом:

а) составляется схема замещения распределительной сети;

б) определяются пределы изменения реактивной мощности, генерируемой (потребляемой) оборудованием;

в) нагрузка головного участка распределяется между подстанциями распределительной сети пропорционально мощностям трансформаторов; $tg\varphi$ нагрузки по всей сети принимается равным измеренному на головном участке;

г) рассчитывается режим распределительной сети (приложение I), в результате чего получаем: $\Delta P_л$ – суммарные потери активной мощности в линиях; $\Delta Q_л$ – суммарные потери реактивной мощности в линиях; $\Delta Q_{гл}$ – суммарная генерируемая реактивная мощность линий; $\Delta P_т$ и $\Delta Q_т$ – соответственно суммарные потери активной и реактивной мощности трансформаторов; $\Delta P_{от}$ и $\Delta Q_{от}$ – соответственно суммарные активные и реактивные потери холостого хода трансформаторов; $Q_к$ – реактивная мощность компенсирующих устройств в распределительной сети.

Параметры модели распределительной сети определяются из соотношений:

$$Z_л = \frac{\Delta P_л + j\Delta Q_г}{3I_г^2}; \qquad Y_{сл} = \frac{\Delta Q_{гл}}{[\dot{U}_г - \dot{I}_г Z_л]^2}; \qquad (6.1)$$

$$Y_{то} = \frac{\Delta P_{от} + j\Delta Q_{от}}{[\dot{U}_г - \dot{I}_г Z_л]^2}; \qquad Z_т = \frac{\Delta P_т + j\Delta Q_т}{3[\dot{I}_г - (\dot{U}_г - \dot{I}_г Z_л)(Y_{то} + jY_{сл})]^2};$$

$$Y_к = \frac{Q_к}{\{\dot{U}_г - \dot{I}_г Z_л - [\dot{I}_г - (\dot{U}_г - \dot{I}_г Z_л)(Y_{то} + jY_{сл})]Z_т\}^2},$$

где $\dot{I}_г$ – ток в головном участке сети по данным расчета;

$\dot{U}_г$ – напряжение на шинах СН или НН трансформатора.

Обозначения сопротивлений и проводимостей см. на рис. I.

7. ВЫБОР ПУНКТОВ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И УРОВНЯМИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

7.I. Рассчитываются оптимальное потокораспределение в электрической сети для режима максимальных нагрузок планируемого периода. В процессе расчета оптимизируются генерация (потребление) реактивной мощности и коэффициенты трансформации в узлах, где имеются средства управления потоками реактивной мощности. Определяются потери активной мощности в этом режиме ΔP_0.

7.2. Определяются коэффициенты влияния имеющихся в электрической сети средств управления потоками реактивной мощности на потери активной мощности

$$h_j = \frac{\Delta P^j_{макс} - \Delta P^j_{мин}}{\Delta P_0} , \qquad (7.I)$$

где h_j – коэффициент влияния средства управления потоком реактивной мощности, находящегося в узле j;

$\Delta P^j_{макс}, \Delta P^j_{мин}$ – соответственно максимальное и минимальное значения потерь активной мощности в сети при оптимальных значениях параметров режима во всех узлах, кроме j-го, и изменении режима в j-м узле в диапазоне $Q^j_{мин} \le Q^j \le Q^j_{макс}$ для источников реактивной мощности или $K^j_{т\,мин} \le K^j_т \le K^j_{т\,макс}$ для трансформаторов РПН и ВДТ;

$Q^j_{мин}, Q^j_{макс}$ – пределы регулирования реактивной мощности ИРМ;

$K^j_{т\,мин}, K^j_{т\,макс}$ – пределы регулирования коэффициента трансформации трансформатора РПН.

Для определения коэффициентов влияния используется программа расчета установившегося режима (приложение I).

Порядок определения коэффициентов влияния следующий:

а) во всех узлах, где имеются средства управления потоками реактивной мощности, фиксируются оптимальные (п.7.3) значения напряжений и коэффициентов трансформации;

б) выполняется расчет четырех-шести режимов при изменении генерации или потребления реактивной мощности в j-м узле ступенями от минимального до максимально допустимого значения;

в) если в узле имеется трансформатор, регулируемый под нагрузкой, то выполняется расчет четырех-шести режимов при изменении коэффициента трансформации равными ступенями от минимального до максимального значения.

По результатам выполненных расчетов определяются $\Delta P^{j}_{макс}$, $\Delta P^{j}_{мин}$ и h_j по формуле (7.1).

7.3. По полученным значениям коэффициентов влияния определяются пункты контроля и управления потоками реактивной мощности, к которым относятся узлы с $h_j \geq 0{,}05$, т.е. узлы, где регулировочный диапазон средств управления потоками реактивной мощности позволяет изменять потери активной мощности в электрической сети не менее чем на 5%.

Для средств управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в этих узлах закон управления определяется по условию минимума потерь электроэнергии в электрической сети рассматриваемого уровня.

7.4. Законы управления для остальных средств управления потоками реактивной мощности должны определяться по условию минимума потерь электроэнергии с учетом ограничений по уровням напряжений в сети более низкого уровня. Если условие (п.7.3) не выполняется для сети уровня ПЭС, то соответствующее средство управления регулируется таким образом, чтобы обеспечить необходимые уровни напряжения в прилегающей сети [I].

Пример расчета по выбору пунктов контроля и управления приведен в приложении 2.

8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАКОНОВ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И УРОВНЯМИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

8.1. Выявляются факторы, определяющие оптимальный режим работы средств управления потоками реактивной мощности в электрической сети. Такими факторами могут быть:

а) суммарная нагрузка энергосистемы;

б) состав оборудования, работающего на электростанциях, который определяет располагаемую реактивную мощность и распределение активной нагрузки между электростанциями;

в) межсистемные и внутрисистемные перетоки активной и реактивной мощности;

г) состояние (включено-отключено) отдельных линий трансформаторов, реакторов и т.д.

8.2. Выполняются расчеты оптимального распределения потоков реактивной мощности в электрической сети (приложение I) при всех реально возможных сочетаниях выбранных факторов в нормальных (неаварийных) режимах работы энергосистемы. Факторы, значения которых могут изменяться непрерывно, делятся на 3-4 ступени.

При проведении оптимизационных расчетов нагрузки отдельных узлов энергосистемы определяются корректировкой результатов последних измерений нагрузки за зимние или летние контрольные сутки по данным прогноза суммарной нагрузки энергосистемы на планируемый период:

$$P_{ij} = P_{ij}^{ЗАМ} \frac{P_{i\,СИСТ}^{ПР}}{P_{i\,СИСТ}^{ЗАМ}}, \qquad (8.1)$$

где P_{ij} - расчетная активная нагрузка в узле j в i-й, час;

$P_{ij}^{ЗАМ}$ - активная нагрузка в узле j в i-й час, измеренная в контрольные сутки;

$P_{i\,СИСТ}^{ПР}$ - прогнозируемая на расчетный период суммарная нагрузка системы в i-й час;

$P_{i\,СИСТ}^{ЗАМ}$ - суммарная активная нагрузка энергосистемы в i-й час, измеренная в контрольные сутки.

Реактивная нагрузка в узле j в i-й час определяется из соотношения:

$$Q_{ij} = P_{ij} \frac{Q_{ij}^{ЗАМ}}{P_{ij}^{ЗАМ}}, \qquad (8.2)$$

где $Q_{ij}^{ЗАМ}$ – реактивная нагрузка в узле j в i-й час.

В качестве оптимизируемых параметров при расчете оптимальных режимов принимаются генерация или потребление реактивной мощности и коэффициенты трансформации трансформаторов РПН и ВДГ в пунктах контроля и управления потоками реактивной мощности, определенных согласно п.7 настоящей Инструкции.

8.3. Для каждого из рассчитанных оптимальных режимов определяется значение, пропорциональное потерям электроэнергии в i-м оптимальном режиме в течение расчетного периода:

$$P_i = \Delta P_i \cdot p_1^i \cdot p_2^i \cdot p_3^i \cdot \ldots \cdot p_K^i \quad , \qquad (8.3)$$

где ΔP_i – потери активной мощности в i-м оптимальном режиме;

$p_1^i, p_2^i \ldots p_K^i$ – вероятности того, что в течение планируемого периода I-й, 2-й,... и т.д. факторы, определенные в п.8.I, примут значения, заданные в i-м оптимальном режиме;

K – количество варьируемых факторов.

Величины $p_1^i, p_2^i \ldots p_K^i$ определяются на основе опыта эксплуатации, планов ремонтов основного оборудования, прогноза графиков суммарной нагрузки энергосистемы и межсистемных перетоков.

При отсутствии необходимых данных допускается при определении законов оптимального управления принимать значение $p_i = 1$, что может привести к менее точному поддержанию оптимальных значений параметров режима электрической сети в режимах с большими потерями электроэнергии.

8.4. Для каждого пункта контроля и управления оценивается информативность местных параметров режима для задачи оптимального управления уровнями напряжения решением следующей системы уравнений (приложение I) относительно β_j:

$$\beta_{oj} \cdot \sum_{i=1}^{m} p_i^2 + \sum_{i=1}^{m} \sum_{K=1}^{\ell} \beta_K \Pi_{iK}^{*} p_i^2 = \sum_{i=1}^{m} U_{ij} p_i^2 \quad ; \qquad (8.4)$$

$$b_{oj} \cdot \sum_{i=1}^{m} \rho_i^2 \Pi_{ir}^{*} + \sum_{i=1}^{m} \sum_{k=1}^{\ell} b_k \Pi_{ik}^{*} \rho_i^2 = \sum_{i=1}^{m} \rho_i^2 U_{ij} \Pi_{ir}^{*}$$

$$r = 1, 2, \ldots k, \ldots, \ell,$$

где U_{ij} - оптимальные значения напряжений в узле j в i-м оптимизационном расчете;

m - число проведенных оптимизационных расчетов;

ℓ - число переменных управления;

Π_{ik}^{*} - значение k-го параметра режима электрической сети (переменной управления), определенное в i-м оптимизационном расчете, приведенное к стандартизованному масштабу в области $-1 \leq \Pi_{ik} < 1$ следующим образом:

$$\Pi_{ik}^{*} = \frac{\Pi_{ik} - \frac{\Pi_{ik}^{макс} + \Pi_{ik}^{мин}}{2}}{\frac{\Pi_{ik}^{макс} - \Pi_{ik}^{мин}}{2}},$$

где Π_{ik} - значение k-й переменной управления в i-м оптимизационном расчете в натуральном масштабе измерения;

$\Pi_{k}^{макс}, \Pi_{k}^{мин}$ - соответственно максимальное и минимальное оптимальные значения k-й переменной управления, определенные в результате выполнения оптимизационных расчетов.

Если рассматривается задача регулирования реактивной мощности в узле, то U_{ij} в уравнениях (8.4) заменяется на Q_{ij} - значение реактивной мощности, генерируемой или потребляемой в узле j, полученное в i-м оптимизационном расчете.

Переменные управления, при которых коэффициенты b_k, определенные в результате решения системы уравнений (8.4), имеют большее значение, являются более информативными.

8.5. Оценивается возможность управления потоками реактивной

мощности по местным параметрам для всех средств управления потоками реактивной мощности. Одновременно определяется закон оптимального управления при минимальном числе переменных управления. Для этого выполняется поочередно решение относительно β системы:

$$\beta_{0j} \cdot \sum_{i=1}^{m} P_i^2 + \sum_{i=1}^{m} \sum_{K=1}^{S} \beta_K \cdot \Pi_{iK} \cdot P_i^2 = \sum_{i=1}^{m} U_{ij} P_i^2 \; ; \qquad (8.5)$$

$$\beta_{0j} \cdot \sum_{i=1}^{m} \Pi_{ir} + \sum_{i=1}^{m} \sum_{K=1}^{S} \beta_K \Pi_{iK} P_i^2 = \sum_{i=1}^{m} P_i^2 U_{ij} \Pi_{ir}$$

$$r = 1,2, \ldots K, \ldots \ell$$

при изменении S от 0 до ℓ. При этом переменные управления Π^*_{iK} включаются в рассмотрение в порядке убывания соответствующих им значений.

Число переменных управления является достаточным, если выполняется условие

$$H_j = \max_i \left| \frac{U_{ij} - U_{0j} - \sum_K \beta_{Kj} \Pi_{Ki}}{U^d_{макс} - U^d_{мин}} \right| ; H_j \leq 0{,}02 \, , \qquad (8.6)$$

т.е. максимальное относительное увеличение потерь активной мощности в электрической сети за счет отклонения регулируемого значения напряжения или реактивной мощности от оптимального значения не превышает 2% во всех режимах расчетного периода.

Если условие (8.6) не выполняется ни для одного из рассмотренных вариантов законов оптимального управления по местным параметрам, уровень напряжения в узле или реактивная мощность должны регулироваться централизованно.

8.6. Определяются законы централизованного оптимального регулирования напряжения или потоков реактивной мощности в электрической сети по методике, отличающейся от методики определения законов оптимального управления по местным параметрам тем, что в качестве возможных переменных управления могут приниматься любые параметры режима электрической сети, информация о которых передается на диспетчерский пункт средствами телеизмерений.

Если законы централизованного оптимального управления уровнями напряжения и потоками реактивной мощности на основе имеющихся средств телеизмерений определить не удается, следует рассмотреть вопрос об увеличении объема телеизмерений с учетом потребностей обеспечения всех задач управления режимом электрической сети.

9. РЕАЛИЗАЦИЯ ЗАКОНОВ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И УРОВНЯМИ НАПРЯЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

9.I. Для реализации законов оптимального управления потоками реактивной мощности необходимо:

а) проверить устойчивость определенных в п.8 законов оптимального управления, т.е. отсутствие незатухающих колебаний потоков реактивной мощности в электрической сети при управлении ее режимом до определенным в п.8 законам;

б) оценить близость режима электрической сети при выполнении законов оптимального управления к оптимальному режиму;

в) проверить допустимость уровней напряжения в отсутствие перегрузки элементов электрической сети при реализации законов оптимального управления.

9.2. Расчеты потокораспределения в электрической сети выполняются при регулировании потоков в соответствии с определенными в п.8 законами оптимального управления (приложение I). Рассчитываются наиболее вероятные режимы активных и реактивных нагрузок потребителей и электростанций из рассмотренных в п.8.2. Дополнительно рассчитываются аварийные режимы энергосистемы, а также режимы работы электрической сети при отключении от сети средства управления потоками реактивной мощности или при работе его без системы регулирования.

9.3. За критерий устойчивости системы оптимального управления потоками реактивной мощности принимается сходимость итерационного процесса расчета режима электрической сети, проводимого согласно п.9.2. Если система оптимального управления неустойчива, то принимаются следующие меры:

а) изменение параметров режима электрической сети, по которым осуществляется управление (местное или централизованное) потоками реактивной мощности;

б) перевод отдельных средств управления потоками реактивной мощности с регулирования по местным параметрам на централизованное регулирование.

9.4. Для оценки близости режима к оптимальному сравниваются потери активной мощности в режимах максимальной нагрузки, оптимальном и управляемом согласно п.8. Если потери активной мощности в управляемом режиме, согласно п.8, превосходят потери в оптимальном режиме более чем на 5%, то законы оптимального управления должны быть скорректированы одним из способов, указанных в п.9.3.

9.5. Для всех рассматриваемых (п.9.2) режимов проверяется отсутствие перегрузки оборудования энергосистемы и допустимость уровней напряжения в электрической сети. Особое внимание следует обращать на правильность работы регуляторов в аварийных и послеаварийных режимах энергосистемы. В результате проведенного анализа разрабатываются меры по настройке автоматических устройств регулирования потоков реактивной мощности и инструкции для оперативного персонала энергосистемы по обеспечению допустимости режима электрической сети.

Приложение I

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАКОНОВ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Номер пункта Инструкции	Программа	Разработчик
6.5	*RPOT* -77	Уралтехэнерго
7.2	Б-6/77	ВЦ ГТУ
	Мустанг	ОДУ Северо-Запада
	Сеть	ЦДУ ЕЭС СССР
	RGM-600	Уралтехэнерго
8.2	Б-2/77	ВЦ ГТУ
8.4-8.6	СК-8I	Уралтехэнерго
9.2-9.5	*RGM*-600	Уралтехэнерго

Приложение 2

ПРИМЕР РАСЧЕТА

I. Определение пунктов контроля и управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в электрической сети

Схема электрической сети предоставлена на рис.2; в табл.2-9 приведены результаты расчетов коэффициентов влияния режима средств управления потоками реактивной мощности на потери в электрической сети.

Потери активной мощности в оптимальном режиме максимальной нагрузки составляют I8,05 МВт.

Таблица 2

$T_{200-201}$					
K_T	0,I446	0,I522	0,I598	0,I665	0,I674
U_{35} кВ	3I,09	34,05	36,49	38,52	38,75
U_{220} кВ	232,I9	237,3I	240,02	24I,82	24I,90
ΔP МВт	I9,05	I8,50	I8,22	I8,05	I8,04

$$h_{200-201} = \frac{I9,05-I8,04}{I8,05} = 0,056.$$

Таблица 3

$T_{600-602}$					
K_T	0,475	0,500	0,5I9	0,525	0,535
U_{II0} кВ	I26,06	I24,55	I23,28	I22,82	I2I,82
U_{220} кВ	274,42	255,79	242,60	237,60	229,44
ΔP МВт	I6,48	I7,I2	I8,05	I8,49	I9,68

$$h_{600-602} = \frac{I9,68-I6,48}{I8,05} = 0,I77.$$

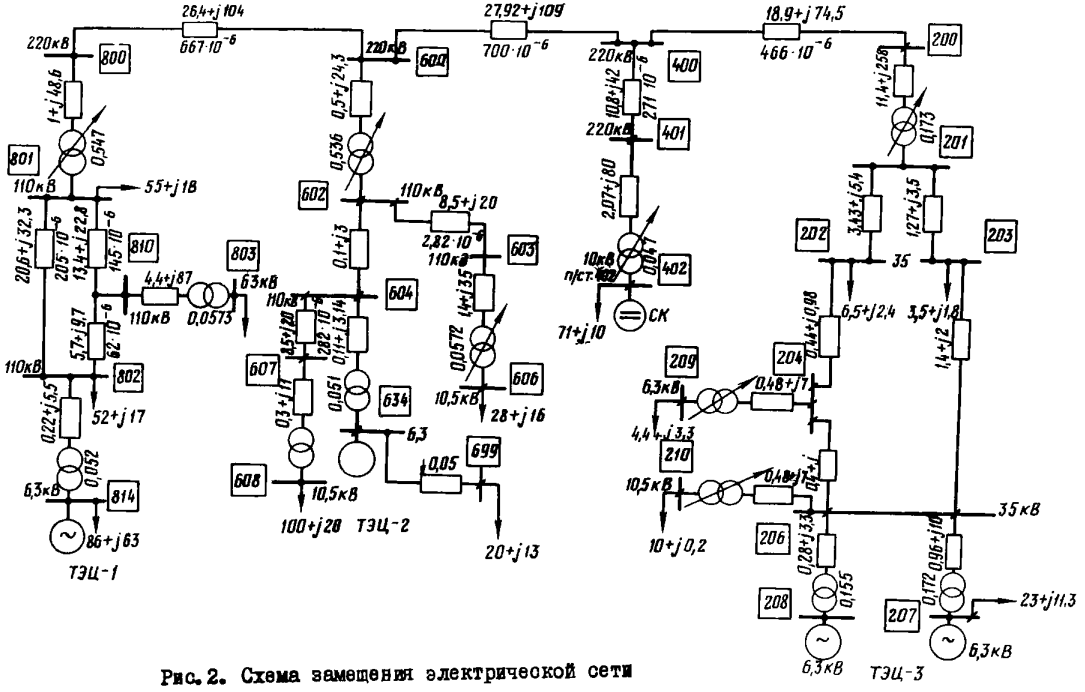

Рис. 2. Схема замещения электрической сети

Таблица 4

$T_{800-801}$

K_T	0,475	0,496	0,525	0,535	0,550
U_{110} кВ	110,46	115,73	122,88	125,40	129,18
U_{220} кВ	235,65	236,13	236,82	237,08	237,46
ΔP МВт	18,07	18,05	18,03	18,02	17,99

$$h_{800-801} = \frac{18,07-17,99}{18,05} = 0,004.$$

Таблица 5

Узел № 207

Q_T Мвар	15,8	13,1	10,5	9,5	9,0
ΔP МВт	17,89	18,05	18,47	18,87	19,25

$$h_{207} = \frac{19,25-17,89}{18,05} = 0,075.$$

Таблица 6

Узел № 208

Q_T Мвар	0	4,9	7,5	16,0	22,5
ΔP МВт	19,82	18,05	17,90	17,92	18,27

$$h_{208} = \frac{19,82-17,90}{18,05} = 0,106.$$

Таблица 7

Узел № 402

$Q_{СК}$ Мвар	-5	-0,9	30	65	10
ΔP МВт	18,36	18,05	18,60	21,16	24,59

$$h_{402} = \frac{24,59-18,36}{18,05} = 0,345.$$

Таблица 8

Узел № 634

$Q_г$ Мвар	103,2	74,3	56,6	28,8	11,0
ΔP МВт	21,50	19,26	18,05	16,39	15,49

$$h_{634} = \frac{21,50-15,49}{18,05} = 0,333.$$

Таблица 9

Узел № 814

$Q_г$ Мвар	180,0	143,1	95,9	84,1	60,5
ΔP МВт	23,96	20,39	17,93	18,05	21,48

$$h_{814} = \frac{23,96-17,93}{18,05} = 0,334.$$

Из расчетов следует, что средствами управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения являются: источники реактивной мощности в узлах № 207, 208, 402, 634, 814, трансформаторы 200-201 и 600-602, для которых $h_j > 0,05$. Указанные узлы являются пунктами контроля и управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжений в электрической сети.

2. Определение законов оптимального управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения

Для примера рассматриваются пять режимов энергосистемы с изменением нагрузки и отключением линии[1]. Все изменения генерации активной мощности происходят на электростанции в узле № 634, генерации активной мощности на остальных электростанциях принимаются постоянными. Оптимизируемыми параметрами являются (согласно п. 1

[1] При определении законов оптимального управления для реальной энергосистемы следует рассматривать также режимы при различном распределении нагрузки между электростанциями и при отключении ветвей 600-800, 600-400, 200-400.

приложения 2) потоки реактивной мощности в узлах № 207, 208, 402, 634 и 814 и коэффициенты трансформации в ветвях 200-201 и 600-602.

Результаты расчетов оптимальных режимов приведены в табл. 10. Законы оптимального управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в сети определялись по программе СК-81.

В качестве местных параметров управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения рассматривались:

- в узлах № 207 и 208 - напряжение на шинах 6 и 35 кВ ТЭЦ-3;
- в узле № 402 - напряжение на шинах 220 кВ, потоки активной и реактивной мощности через трансформатор подстанции 402;
- в узле № 634 - напряжение на шинах 110 кВ и активная мощность ТЭЦ-2;
- в узле № 814 - напряжение на шинах 110 кВ ТЭЦ-1;
- в ветвях 200-201 - напряжение на шинах 35 и 220 кВ, потоки активной и реактивной мощности и ток через трансформатор 200-201;
- в ветвях № 600-602 - напряжение на шинах 110 и 220 кВ, потоки активной и реактивной мощности и ток через трансформатор 600-602.

Таблица 10

Параметры режима	Значения параметров для режима				
	1	2	3	4	5*
Нагрузка системы, %	100	90	80	70	100
U_{201} кВ	38,50	38,35	38,30	38,30	38,52
U_{200} кВ	241,80	243,80	243,95	243,30	242,00
$P_{200-201}$ МВт	17,8	12,6	7,5	2,4	17,7
$Q_{200-201}$ Мвар	9,4	11,5	12,4	13,0	9,2
$I_{200-201}$ А (на стороне 220 кВ)	48,0	40,4	34,3	31,4	47,8
U_{602} кВ	123,3	122,1	123,1	123,8	120,9
U_{600} кВ	242,1	242,5	239,4	235,7	242,0
$P_{600-602}$ МВт	152,2	118,1	85,2	53,1	152,2
$Q_{600-602}$ Мвар	-42,1	-51,2	-60,2	-65,4	-40,4
$I_{600-602}$ А (на стороне 110 кВ)	740,0	608,9	489,4	393,3	752,3

Окончание таблицы I0

Параметры режима	Значения параметров для режима				
	I	2	3	4	5*
$Q_{г207}$ Мвар	I3,I0	I0,07	8,48	5,20	I2,85
$U_{г207}$ кВ	6,30	6,29	6,26	6,29	6,32
U_{206} кВ	37,5	37,3	37,3	37,45	37,52
$Q_{г208}$ Мвар	4,90	I,6I	0	0	5,36
$U_{г208}$ кВ	6,30	6,25	6,26	6,29	6,30
U_{206} кВ	37,5	37,3	37,3	37,45	37,52
$Q_{ск\ 402}$ Мвар	-0,9	-5,0	-5,0	-5,0	-0,95
$U_{ск\ 402}$ кВ	I0,4I	I0,49	I0,5I	I0,40	I0,40
U_{40I} кВ	236,5	238,8	239,6	239,4	236,6
$P_{40I-402}$ МВт	70,2	63,I	56,I	49,I	70,2
$Q_{40I-402}$ Мвар	I8,5	20,I	I7,9	I5,8	I0,9
$Q_{г\ 634}$ Мвар	56,6	28,72	I,77	-I8,28	6I,66
$P_{г\ 634}$ МВт	309,9	359,0	209,3	I60,8	3I0,5
$U_{г\ 634}$ кВ	6,20	6,09	6,09	6,09	6,09
U_{604} кВ	I22,87	I2I,34	I22,0	I22,46	I20,56
$Q_{г\ 8I4}$ Мвар	84,I	7I,8	62,5	54,2	85,4
$U_{г\ 8I4}$ кВ	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
U_{802} кВ	II6,2	II6,7	II6,6	II7,3	II6,6

*В данном режиме отключена ВЛ II0 кВ 80I-802.

В результате оценки погрешности управления по местным параметрам можно сделать вывод, что во всех пунктах контроля и управления, кроме узла № 8I4, $H_j \leq 0{,}02$ и может применяться управление потоками реактивной мощности по местным параметрам. Законы управления приведены в табл. II.

Значение выдаваемой в сеть реактивной мощности в узле № 8I4 должно регулироваться централизованно как функция напряжения в узле № 80I.

Таблица II

Номер узла	Параметр управления	Закон управления
208	Напряжение на шинах 35 кВ ТЭЦ-3	$Q_{Г} = -641{,}2+17{,}21 \cdot U_{35}$
402	Напряжение на шинах 220 кВ подстанции 402	$Q_{ск} = 340{,}3-1{,}443 \cdot U_{220}$
634	Активная мощность генератора	$Q_{Г} = -105{,}93+0{,}528 \cdot P_{Г}$
200-201	Поток реактивной мощности через трансформатор	$U_{35} = 39{,}08-0{,}062 \cdot Q_{200-201}$
600-602	Поток активной мощности через трансформатор	$U_{220} = 233{,}6+0{,}06 \cdot P_{600-602}$
814	Напряжение в узле № 801	$U_{814} = 6{,}01+0{,}002 \cdot U_{801}$
207	Активная мощность генератора	$U_{207} = 6{,}27+0{,}007 \cdot P_{207}$

Список использованной литературы

1. Инструкция по регулированию напряжения трансформаторов РПН 35-110 кВ (М.: СПО Союзтехэнерго, 1978).
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. (М.: Энергия, 1977).

О Г Л А В Л Е Н И Е

I. Общая часть 3

2. Определения 4

3. Распределение обязанностей по оптимальному управлению потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в электрической сети между РЭУ (ПЭО) и их предприятиями 5

4. Периодичность и объем мероприятий по оптимальному управлению потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в электрической сети 6

5. Исходные данные для определения законов оптимального управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в электрической сети 7

6. Моделирование сети и нагрузок при проведении расчетов оптимального распределения потоков реактивной мощности 7

7. Выбор пунктов контроля и управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в электрической сети I0

8. Определение законов оптимального управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в электрической сети II

9. Реализация законов оптимального управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжений в электрической сети I6

П р и л о ж е н и е I. Рекомендуемые программы для определения законов оптимального управления I7

П р и л о ж е н и е 2. Пример расчета I8

С п и с о к и с п о л ь з о в а н н о й л и т е р а т у р ы 24

Ответственный редактор И.Л.Левина
Литературный редактор А.А.Шиканян
Технический редактор Е.Н.Бевза
Корректор К.И.Миронова

Л 83582	Подписано к печати 12.03.82	Формат 60x84 1/16
Печ.л. 1,75	Уч.-изд.л. 1,6	Тираж 1500 экз.
Заказ №78/82	Издат. № 104/80	Цена 24 коп.

Производственная служба передового опыта и информации Союзтехэнерго
105023, Москва, Семеновский пер., д. 15

Участок оперативной полиграфии СПО Союзтехэнерго
117292, Москва, ул. Ивана Бабушкина, д. 23, корп. 2

gost.e-ecolog.ru