

УДК 621.311

Новый подход к управлению уровнями напряжения и компенсацией реактивной мощности в электрических сетях 110—220 кВ

Д.Б. Гвоздев, С.С. Холопов

Сведения об авторах

Гвоздев Дмитрий Борисович — кандидат технических наук, доцент кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», директор Ситуационно-аналитического центра ОАО «Российские Сети», e-mail: GvozdevDB@mpei.ru

Холопов Станислав Сергеевич — специалист 2-й категории Службы перспективного развития ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»

В настоящее время для энергосистем характерно большое количество регулируемых элементов, к числу которых относятся генераторы, синхронные и статические компенсаторы, батареи статических конденсаторов, трансформаторы с продольным и продольно-поперечным регулированием напряжения и реакторы. Трудность оперативного управления подобным количеством средств, обусловленная сложностью расчетов оптимальных режимов их работы, еще более усугубляется высокой степенью сложности и разветвленности схем сетей, большим числом контролируемых параметров режима, необходимостью учета случайного и неопределенного состава и состояния исходных данных. Перенасыщенность диспетчерского персонала входящими данными и информационными связями может привести к снижению надежности работы энергосистемы.

Для ее повышения предлагается снизить информационную нагрузку на диспетчерский персонал путем автоматизации процесса управления уровнями напряжения в операционной зоне диспетчерского центра. Решение задачи автоматизации управления напряжением включает в себя несколько этапов: исследование методов оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности, разработку алгоритма управления напряжением, использующего наиболее оптимальные подходы к volt/VAR-оптимизации, а также создание автоматизированной системы управления напряжением, функционирующей по разработанному алгоритму.

Приведены результаты аналитического исследования свойств элементов матрицы коэффициентов чувствительности напряжений, на основании которых для тестовой электрической сети 110—220 кВ подтверждена гипотеза о возможности определения по величинам элементов матрицы узлов электрической сети, регулирование напряжения и реактивной мощности в которых наиболее эффективно влияет на величину потерь активной мощности в тестовой электрической сети.

Предложен алгоритм централизованного управления уровнями напряжения и компенсацией реактивной мощности в электрических сетях 110—220 кВ, который может использоваться при создании системы централизованного управления напряжением, позволяющей улучшить контроль над режимной ситуацией путем увеличения количества контрольных пунктов по напряжению в электрической сети и снизить информационную нагрузку на персонал диспетчерских центров путем автоматизации процесса регулирования напряжения.

Ключевые слова: эффективность работы диспетчерского персонала, централизованное управление напряжением, оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности, снижение потерь активной мощности.

A new approach to control of voltage levels and reactive power compensation in 110—220 kV grids

D.B. Gvozdev, S.S. Kholopov

Information about authors

Gvozdev Dmitriy B. — Ph.D. (Techn.), assistant professor of power electrical systems dept., MPEI, director of situation and analytical center of «Russian network», e-mail: GvozdevDB@mpei.ru

Kholopov Stanislav S. — specialist 2nd category of perspective development of services of JSC «System Operator of Unified Energy System»

Today, there are a lot of adjustable components in power grids, which include generators, synchronous and static reactive power compensators, static capacitor banks, transformers with longitudinal voltage control and with combined voltage magnitude and phase shift control, and shunt reactors. The difficulties of performing dispatch control of such a variety of controllable components, which are stemming from the complexity of calculating their optimal control modes, are further aggravated by the complexity and highly branched configurations of network circuits, a large number of operating parameters to be monitored, and the necessity of taking into account a random and indefinite

composition and state of initial data. An excessive burden imposed on the dispatch control operators by the amount of incoming data and information links may adversely affect the reliability of power grid operation.

In order to improve the power grid operational reliability, it is proposed to reduce the information burden imposed on the dispatch control operators by setting up automated control of voltage levels within the dispatch control center's coverage area. The approach to solving the problem of setting up automated voltage control includes a few stages: studying the volt/VAR operating mode optimization methods, elaborating a voltage control algorithm based on the most efficient volt/VAR optimization approaches, and designing an automated voltage control system operating in accordance with the elaborated algorithm.

The article presents the results from an analytic investigation of the matrix of voltage sensitivity coefficients carried out for the test 110—220 kV grid. The obtained results corroborated the hypothesis about the possibility of determining—based on the values of matrix elements—the grid nodes the control of voltage and reactive power at which has the most efficient influence on the active power losses in the test grid.

An algorithm for centralized control of voltage levels and reactive power in 110—220 kV grids is proposed. The proposed algorithm can be used for setting up a centralized voltage control system that would make it possible to achieve better control of the power grid operating mode by increasing the number of voltage checkpoints in the grid and reduce the information burdens imposed on the dispatch control operators by automating the voltage control process.

Key words: dispatch control personnel performance efficiency, centralized voltage control, volt/VAR optimization, reduction of active power losses.

Введение

Необходимость оптимизации загрузки диспетчерского персонала, который участвует в управлении уровнями напряжения и компенсации реактивной мощности (КРМ), делает актуальной задачу автоматизации управления уровнями напряжения и КРМ в электрических сетях. Предлагаемый подход, позволяет повысить надежность работы диспетчерского персонала за счет оптимизации информационной нагрузки на него в соответствии с [1, 2]. Помимо этого, предлагаемый подход позволяет минимизировать потери в электрических сетях и сохранить коммутационный ресурс устройств компенсации реактивной мощности.

Решение задачи оптимизации режима по напряжению

Ключевым элементом в решении задачи автоматизации и централизации управления напряжением и КРМ является разработка эффективно действующего алгоритма регулирования уровней напряжения во всех узлах электрической сети высокого напряжения, позволяющего минимизировать потери активной мощности в условиях заданных ограничений по уровням напряжений в контрольных пунктах. Несмотря на наличие исследований в указанной области [3—9], остаются актуальными вопросы дальнейшего совершенствования методик оптимизации по напряжению и реактивной мощности в части увеличения их компактности, быстрей действия и надежности, а также разработки методик, не использующих резервы реактивной мощности местной генерации.

Для решения вышеуказанных задач предлагается использовать методику оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности, основанную на поиске узлов, наиболее чувствительных к регулированию напряжения. Указанный поиск осуществляется с помощью матрицы коэффициентов чувствительности напряжений, представляющую собой квадратную ма-

трицу, элемент $[i, j]$ которой является производной напряжения в узле i по напряжению в узле j :

$$S_{ij} = \partial U_i / \partial U_j,$$

а общий вид матрицы чувствительности напряжений имеет вид:

$$S = (S_{ij}) = \begin{pmatrix} 1 & \frac{\partial U_1}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial U_1}{\partial U_{i-1}} & \frac{\partial U_1}{\partial U_i} & \frac{\partial U_1}{\partial U_{i+1}} & \dots & \frac{\partial U_1}{\partial U_n} \\ \frac{\partial U_2}{\partial U_1} & 1 & \dots & \frac{\partial U_2}{\partial U_{i-1}} & \frac{\partial U_2}{\partial U_i} & \frac{\partial U_2}{\partial U_{i+1}} & \dots & \frac{\partial U_2}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial U_i}{\partial U_1} & \frac{\partial U_i}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial U_i}{\partial U_{i-1}} & 1 & \frac{\partial U_i}{\partial U_{i+1}} & \dots & \frac{\partial U_i}{\partial U_n} \\ \frac{\partial U_1}{\partial U_1} & \frac{\partial U_2}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial U_{i-1}}{\partial U_{i-1}} & \dots & \frac{\partial U_{i+1}}{\partial U_{i+1}} & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial U_n}{\partial U_1} & \frac{\partial U_n}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial U_n}{\partial U_{i-1}} & \frac{\partial U_n}{\partial U_i} & \frac{\partial U_n}{\partial U_{i+1}} & \dots & 1 \end{pmatrix}. \quad (1)$$

Матрица (1) описывает взаимную зависимость напряжений для любых произвольных пар узлов в рассматриваемой электрической сети, а анализ указанной матрицы подразумевает собой в первую очередь определение узлов электрической сети, регулирование напряжения в которых наиболее эффективно влияет на уровни напряжения в электрической сети.

Использование для анализа коэффициентов в форме $\partial U_i / \partial U_j$ позволяет сделать методику оптимизации более универсальной в связи с возможностью исследования влияния как устройств компенсации реактивной мощности, так и РПН трансформаторов, на уровни напряжения во всех узлах электрической сети, при использовании единой матрицы коэффициентов.

Для смежных узлов элемент матрицы коэффициентов чувствительности может быть получен алгебраически по правилам дифференцирования простой функции $U_i = f(U_j)$ для обыкновенного пизвена:

$$U_i = \sqrt{\left(U_j + \frac{P_j r + (Q_j - 0,5bU_j^2)x}{U_j} \right)^2 + \left(\frac{P_j x - (Q_j - 0,5bU_j^2)r}{U_j} \right)^2}, \quad (2)$$

где U_i, U_j — напряжения в i -м и j -м узлах соответственно; P_j, Q_j — потоки активной и реактивной мощностей в конце ветви $i-j$; r, x — продольное активное и реактивное сопротивления линии электропередач; b — поперечная емкостная проводимость линии электропередач.

Для поиска производных по напряжениям несмежных узлов используются типовые алгоритмы поиска кратчайших путей во взвешенных графах. Вес ребра для каждого графа вычисляется дифференцированием выражения (2) по U_j . Для кратчайшего пути вида $i-j-k$ элемент матрицы коэффициентов чувствительности опеределается в соответствии с цепным правилом дифференцирования сложной функции $U_i = f(U_j) = f(f(U_k))$:

$$\frac{\partial U_i}{\partial U_k} = \frac{\partial U_i}{\partial U_j} \frac{\partial U_j}{\partial U_k}. \quad (3)$$

Поиск элементов матрицы коэффициентов чувствительности для несмежных узлов не требует дифференцирования, так как каждый множитель выражения (3) может быть получен алгебраически перемножением вычисленных производных выражения (2) по U_j , что уменьшает число вычислительных операций и ускоряет вычислительный процесс.

В программных комплексах RastrWin, MathCAD было проведено исследование свойств элементов матрицы коэффициентов чувствительности, состоящее из двух этапов:

— общее аналитическое исследование характера зависимости элемента $\mathbb{S}(i, j)$ от параметров схемы и режима в программном комплексе MathCAD;

— проверка полученных зависимостей на тестовой схеме электрической сети (рис. 1, табл. 1) в программном комплексе RastrWin, а также проверка гипотез о связи величины элементов матрицы с эффективностью влияния на величину суммарных потерь активной мощности в тестовой электрической сети.

По результатам первого этапа исследований была получена аналитическая зависимость элемента $\mathbb{S}(i, j)$ от режимных параметров P_j, Q_j, U_j , т. е. зависимость величины $\mathbb{S}(i, j)$ от загруженности ветвей по активной и реактивной мощности и от уровня напряжения в смежных узлах (в пределах рабочей области напряжений для узлов и ветвей класса напряжения 220 кВ) (рис. 2).

Как видно из рисунка 2, с ростом загруженности ветви, отходящей от узла i , при направлении потока активной мощности от узла i к узлу j , величина $\mathbb{S}(i, j)$ уменьшается, при этом уменьшение выражено более явно при сниженных значениях напряжения в приемном узле U_j . Более подробные исследования выявили чуть более значительное влияние Q_j на величину $\mathbb{S}(i, j)$. Также, при $P_j, Q_j > 0$ $\mathbb{S}(i, j)$ уменьшается со снижением уровня напряжения U_j .

В случае направления потока активной и реактивной мощности от узла j в исследуемый узел i ($P_j, Q_j < 0$), значения $\mathbb{S}(i, j)$ превышают единицу и растут с увеличением загруженности ветви (i, j) и уменьшаются при повышении напряжения U_j в узле j (рис. 3).

До выполнения второго этапа исследования данные результаты можно интерпретировать следующим образом: более эффективная volt/VAR-оптимизация будет осуществляться в узлах с большим отрицательным сальдо (исходящим потоком активной и, в особенности, реактивной мощности) и сниженным уровнем напряжения.

Стоит обратить внимание на то, что при встречном направлении потоков активной и реактивной мощности зависимость величины элемента $\mathbb{S}(i, j)$ от уровня напряжения в узле j (U_j) может иметь нетривиальный и не строго монотонный характер в области рабочих напряжений (рис. 4, зеленый график), а также осуществлять переход через единицу в рабочей области напряжений или ее окрестностях (рис. 4, синий график).

Получена аналитическая зависимость элемента $\mathbb{S}(i, j)$ от параметров ветви, связывающей узлы i и j (r, x, b) (рис. 5). Как видно из рисунка, параметры линий, связывающих узлы электрической сети, также влияют на величину $\mathbb{S}(i, j)$ — x в большей степени и b — в меньшей степени.

В соответствии с полученным результатом, можно сделать вывод, что более эффективно влияет на напряжение в узле i регулирование в узлах j , отделенных от i меньшими сопротивлениями.

Второй этап исследования проводился в программном комплексе RastrWin на тестовой схеме электрической сети (рис. 1, табл. 1) путем проверки результатов первого этапа и проверки гипотезы о большем снижении суммарных потерь активной мощности при воздействии на узлы, характеризующиеся большими значениями элементов $\mathbb{S}(i, j)$. Исследование проводилось для одной схемы и 24 выборок, соответствующих каждому часу суток, нагрузки изменялись в соответствии с типовыми графиками нагрузок (табл. 1).

По результатам второго этапа исследований для тестовой сети подтверждены зависимости, полученные на первом этапе исследований. Выдвинута гипотеза о том, что для произвольного узла j можно получить рейтинг узлов i по эффективности влияния на напряжения узла j , упорядочив по убыванию элементы i -й строки матрицы \mathbb{S} с приоритетной выдачей управляющих воздействий в наиболее эффективные узлы.

В качестве примера приведем матрицу \mathbb{S} для шести узлов класса напряжения 220 кВ (узлы 1—6) в период 19:00, соответствующий пиковой нагрузке тестовой электрической сети.

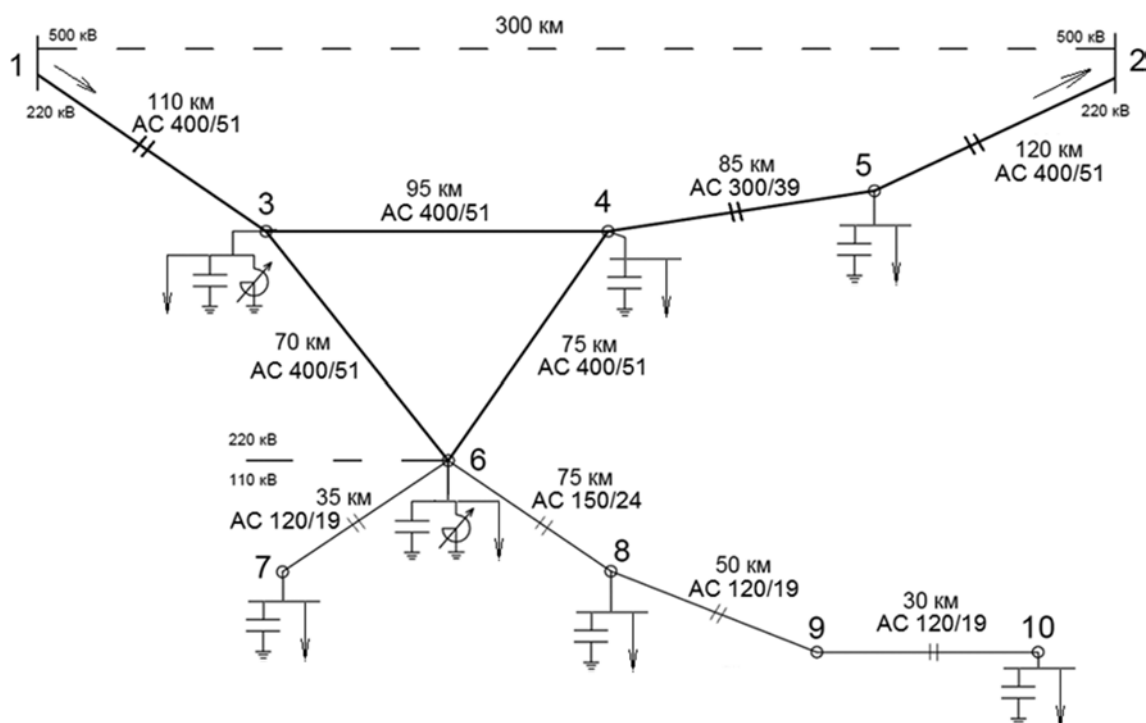


Рис. 1. Схема тестовой электрической сети 110–220 кВ

Таблица 1

Характеристики нагрузок в тестовой сети

Узел	Суточный график нагрузки	$P_{нб}$, МВт	$\cos\varphi$	$Q_{нб}$, Мвар
1	Центр питания	368,3	0,3	110,5
2	Транзит активной мощности	96,8	не нормир.	37,5
3	Тяжелая промышленность	60	0,65	70,1
4	Коммунально-бытовая нагрузка	50	0,95	16,4
5	Коммунально-бытовая нагрузка	45	0,95	14,8
6	Тяжелая промышленность	70	0,65	81,8
7	Сельские жилые дома	15	0,98	3,0
8	Легкая промышленность	25	0,8	18,8
9	Сельские жилые дома	10	0,98	2,0
10	Сельское производство	15	0,75	13,2

$$S = \begin{pmatrix} 1,000 & 0,759 & 0,876 & 0,830 & 0,806 & 0,836 \\ 0,967 & 1,000 & 0,937 & 0,968 & 0,982 & 0,942 \\ 1,033 & 0,867 & 1,000 & 0,948 & 0,921 & 0,954 \\ 0,997 & 0,915 & 0,966 & 1,000 & 0,967 & 0,973 \\ 0,985 & 0,942 & 0,954 & 0,986 & 1,000 & 0,959 \\ 1,034 & 0,913 & 1,001 & 0,998 & 0,969 & 1,000 \end{pmatrix}.$$

Стоит отметить, что использование узлов разных классов напряжения в одной матрице для общего анализа возможно только после приведения параметров электрической схемы к одному классу напряжения. Помимо этого, стоит отметить возможность выполнения оптимизации для электрической сети каждого класса напряжения в отдельности с составлением нескольких матриц S , соответствующих каждому классу напряжения.

Результаты опыта по подтверждению вышеуказанной гипотезы на примере узла 6 для периода 19:00 представлены в табл. 2.

Отметим, что если для электрической сети заранее задан постоянный базисный узел, то столбец и строка, номер которых соответствует номеру базисного узла, могут быть исключены из матрицы S без перенумерации прочих столбцов.

В целом, гипотеза была проверена на 24 различных режимах тестовой электрической сети для каждого узла. Результаты проверки позволяют сделать вывод о подтверждении гипотезы для рассмотренной тестовой электрической сети.

На основании результатов исследований 24 режимов тестовой электрической сети выявлено, что вели-

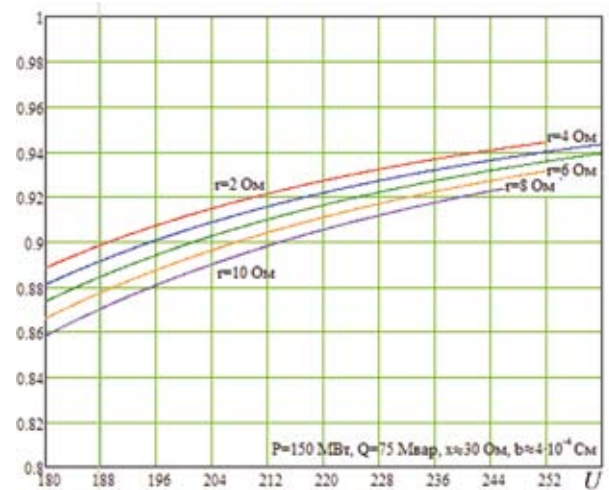
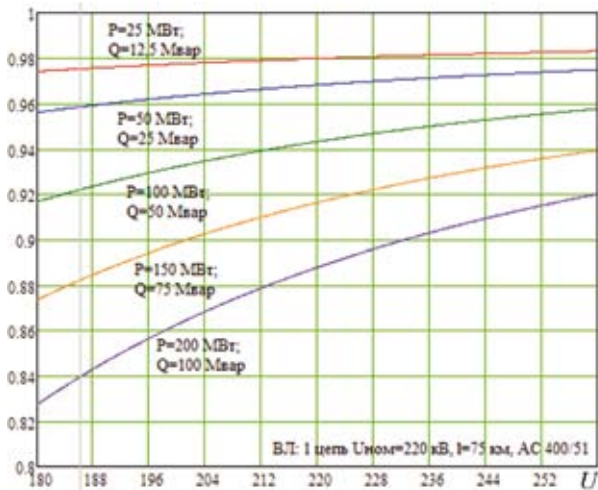


Рис. 2. Зависимость величины элемента матрицы S от режимных параметров

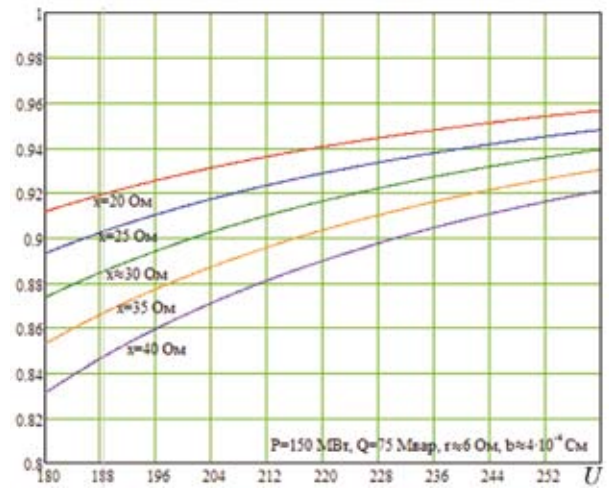
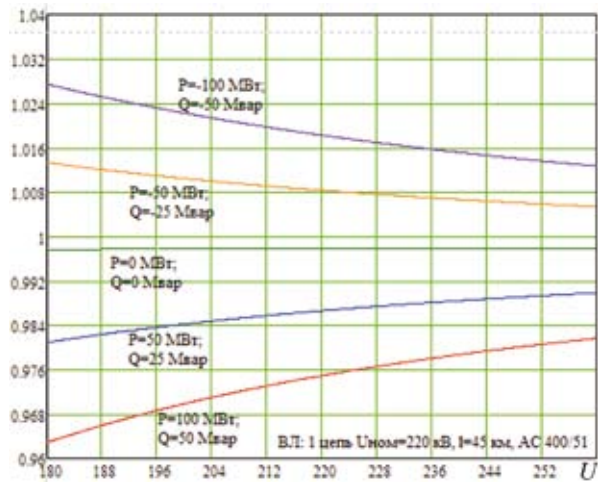


Рис. 3. Зависимость величины элемента матрицы S от режимных параметров при направлении потока мощности от узла j к узлу i

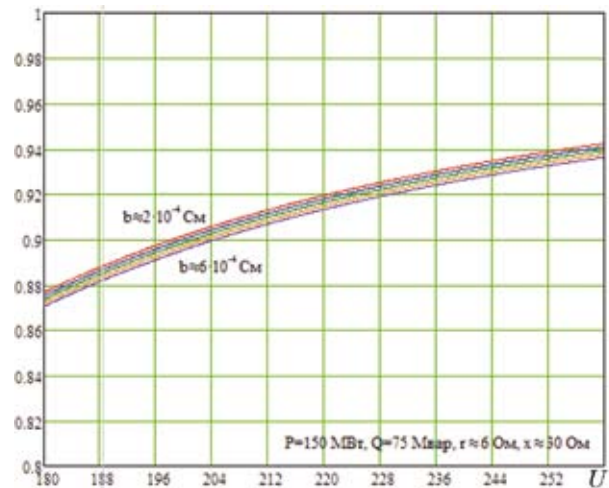
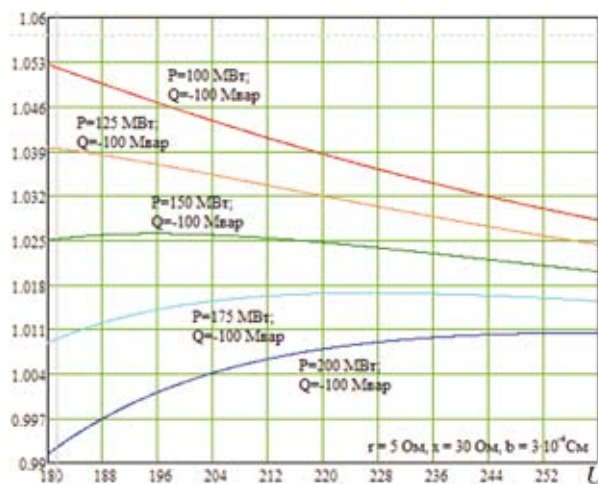


Рис. 4. Зависимость величины элемента матрицы S от режимных параметров при встречных направлениях потоков активной и реактивной мощности

Рис. 5. Зависимость величины элемента матрицы S от схемных параметров r, x, b

чина суммы элементов i -й строки матрицы S определяет общую эффективность влияния регулирования напряжения в узле i тестовой электрической сети на величину суммарных потерь активной мощности в сегменте 220 кВ. С ростом суммы элементов i -й строки, описывающей i -ый узел, в сети 220 кВ отмечен эффект

Таблица 2

Влияние регулирования напряжения в узле 6 на величины U_i

Узел i	Элемент матрицы S	Приращение напряжения в узле 6, кВ	Приращение напряжения в узле i , кВ
1	1,034	1	—*
3	1,001	1	1,02
6	1,000	1	1,00
4	0,998	1	0,98
5	0,969	1	0,81
2	0,913	1	0,64

* — базисный узел, напряжение стабилизировано

снижения потерь активной мощности при повышении напряжения в узле i на фиксированную величину, что продемонстрировано в табл. 3. Узел 1 как базисный не рассмотрен.

Указанные результаты исследования свойств матрицы коэффициентов чувствительности могут быть использованы при реализации алгоритма централизованного регулирования напряжения в целях оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности.

Разработка алгоритма централизованного регулирования напряжения и КРМ в электрических сетях 110—220 кВ

Практическое применение выявленных свойств матрицы коэффициентов чувствительности для решения поставленных задач может осуществляется посредством алгоритма централизованного управления исполнительными устройствами (УКРМ, устройства регулирования напряжения и т.д.) в электрических сетях 110—220 кВ (рис. 6).

Цель алгоритма — минимизация функции (4) потерь активной мощности в сети:

$$\Delta \dot{P}_{110/220} = \operatorname{Re}(\Delta \dot{S}_{110/220}) = \operatorname{Re} \left[\sum_{k=1}^m \left(-(\dot{U}_i - \dot{U}_j)(\dot{U}_i - \dot{U}_j) \dot{Y}_{ij} + \frac{1}{2}(U_i^2 + U_j^2)(g_{ij} - jb_{ij}) \right)_k + \sum_{l=1}^n \left(-|\dot{U}_i - \dot{U}_j|^2 \Delta \dot{Y}_{ij} \right)_l \right]; \quad (4)$$

$$\Delta \dot{P}_{\Sigma} = \Delta \dot{P}_{220} + \Delta \dot{P}_{110} \rightarrow \min,$$

где $\Delta \dot{P}(110/220)$ — суммарные потери мощности в сети отдельного класса напряжения (220 кВ или 110 кВ); \dot{U}_i — напряжение в начале ветви; \dot{U}_j — напряжение в конце ветви; \dot{Y}_{ij} — взаимная проводимость узлов i и j ; g_{ij} , b_{ij} — активная и реактивная составляющие проводимости на землю; k — номер ветви, замещающей линию электропередач; m — количество ветвей, замещающих линии электропередач в пределах одного класса напряжения; l — номер ветви, замещающей трансформатор; n — количество ветвей, замещающих трансформатор в пределах одного класса напряжения.

Алгоритм заключается в периодическом расчете электрического режима узла с пересчетом матрицы коэффициентов чувствительности. Далее осуществляется ранжирование узлов по эффективности воздействия на величину потерь активной мощности путем упорядочивания сумм элементов строк по убыванию и формирования массива номеров узлов i по приоритету регулирования.

Для самого эффективного узла без ограничений на выдачу воздействий (связанных с уставками по времени, сохраняющими коммутационный ресурс) осуществляется поиск оптимального управляющего воздействия, путем проверки новых значений Q/U до прохождения функции потерь активной мощности (4) через минимум. Для дискретных устройств (БСК, РПН), характеризующихся малым количеством возможных состояний, проверка значений осуществляется полным перебором, а для управляемых (СТК, УШР) методом бисекции.

В случае резких ($\delta U/\Delta t > 3\%/с$) изменений напряжения осуществляется переход к аварийному алгоритму

Таблица 3

Результаты опыта № 2

Узел i	Приращение напряжения	Изменение суммарных потерь активной мощности	Значение суммы элементов i -й строки
2	+1 кВ	28,84 МВт → 28,54 МВт	5,796
3	+1 кВ	28,84 МВт → 28,62 МВт	5,723
4	+1 кВ	28,84 МВт → 28,49 МВт	5,826
5	+1 кВ	28,84 МВт → 28,51 МВт	5,818
6	+1 кВ	28,84 МВт → 28,38 МВт	5,915
2	-1 кВ	28,84 МВт → 29,39 МВт	5,796
3	-1 кВ	28,84 МВт → 29,31 МВт	5,723
4	-1 кВ	28,84 МВт → 29,46 МВт	5,826
5	-1 кВ	28,84 МВт → 29,42 МВт	5,818
6	-1 кВ	28,84 МВт → 29,63 МВт	5,915

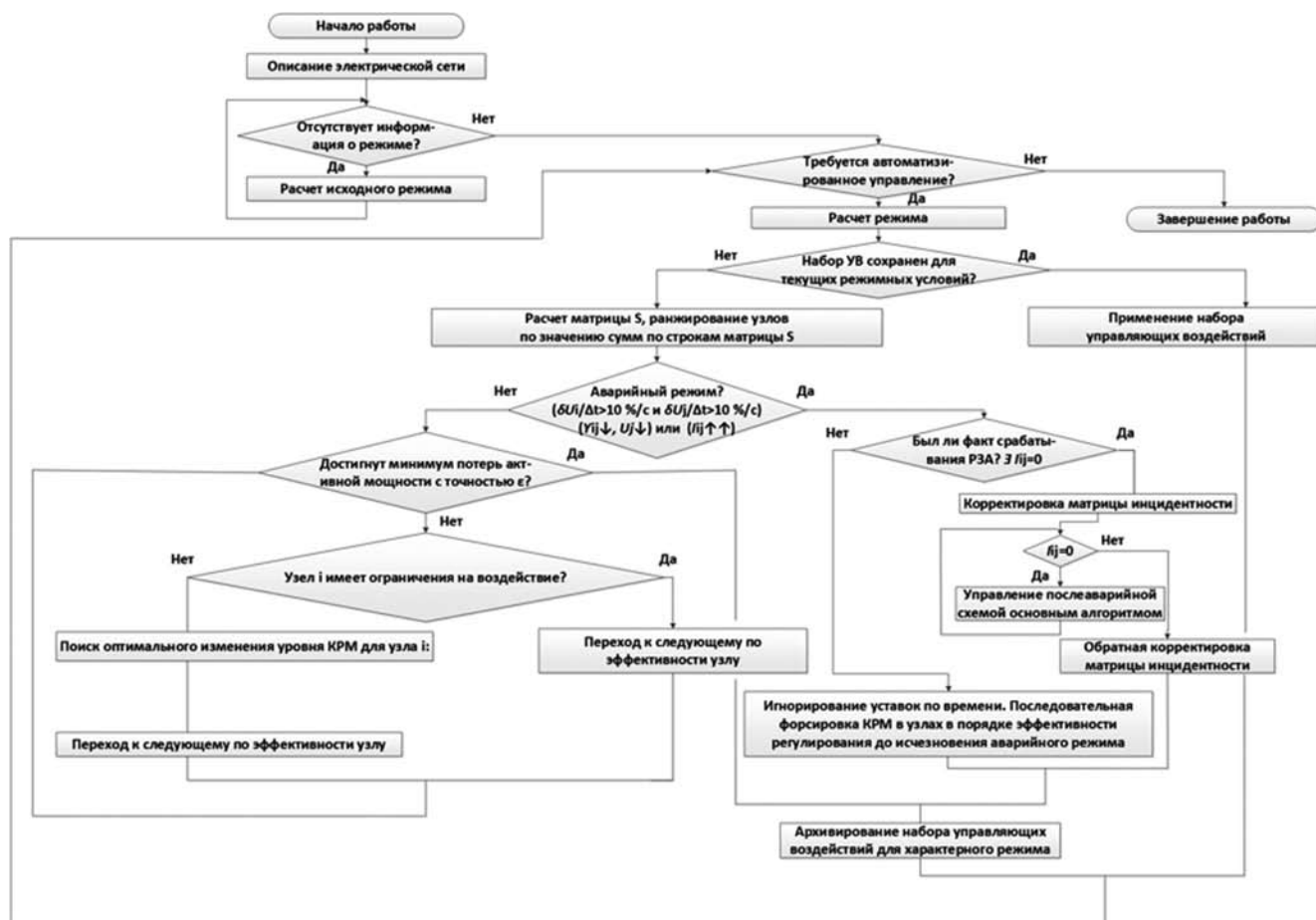


Рис. 6. Упрощенная форма алгоритма работы системы

управления, основанному на снятии уставок по времени и форсировке КРМ. Учет возможного действия устройств РЗА осуществляется корректировкой матрицы инцидентности.

Для наиболее характерных, часто повторяющихся режимов работы сети осуществляется сохранение набора управляющих воздействий для его последующей быстрой реализации.

Эффективность функционирования вышеописанного алгоритма проверялась на основании эксперимента, заключавшегося в последовательном расчете режимов при отсутствии централизованного управления исполнительными устройствами, а затем при его моделировании в соответствии с разработанным алгоритмом.

Указанный алгоритм представляет собой существенную модификацию алгоритма, представленного в [10]. Анализ параметров режима в течение суток позволил выявить эффект сглаживания графика потерь активной мощности. В часы пиковых нагрузок отмечено снижение потерь активной мощности на 10%. В режиме наименьших нагрузок потери активной мощности увеличивались на 2—3%, что обусловлено принудительным снижением недопустимо завышенных уровней напряжения в слабогруженых узлах. Уровень потерь электрической энергии снизился на 8% в суточном разрезе.

При этом необходимо отметить, что оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности по алгоритму, представленному в настоящей статье, позволяет эффективнее решить задачу снижения потерь активной мощности и электроэнергии, чем не модифицированный алгоритм [10], при более стабильной работе алгоритма. Результаты эксперимента представлены в табл. 4.

Представленный алгоритм может использоваться для разработки системы централизованного автоматизированного управления напряжением в сети 110—220 кВ, предполагающей использование информации об электрических параметрах в любой точке электрической сети. Необходимая информация о параметрах режима по каналам связи передается управляющему устройству в режиме реального времени, после чего устройство определяет оптимальное управляющее воздействие.

Несмотря на значительное количество исследований в области управления напряжением и реактивной мощностью, практика массовой реализации систем централизованного управления напряжением в электрических сетях 110—220 кВ отсутствует. Единичный опыт эксплуатации систем подобного рода имеется в Южной Корее (VMS — Voltage Management System)

Таблица 4

Итоговые суточные показатели функционирования тестовой сети

В целом за сутки	С алгоритмом	Без алгоритма
Потери активной мощности при пиковых нагрузках, МВт	21,14	23,42
Потери электроэнергии, МВт ч/сут. ($\tau = 0,541$, $T_{\text{но}} = 6000$ ч/год)	194,915	213,144
Число нарушений по уровню напряжения в узлах	2	99
Число нарушений по активной мощности в ветвях	0	7
Число коммутаций дискретных исполнительных устройств	67	39

[11], во Франции, Италии и Испании [12—14]. Однако, у перечисленных систем существует ряд недостатков, главным из которых является жесткая зависимость от резервов реактивной мощности местной генерации, что может являться существенной проблемой в условиях российского энергорынка, когда собственники генерирующего оборудования могут быть не заинтересованы в решении проблем сетевых компаний своими средствами, а регулирование реактивной мощности в качестве системной услуги может осуществляться только оборудованием, не участвующем в генерации активной мощности. В связи с этим вопрос реализации системы централизованного управления напряжением в электрических сетях 110—220 кВ на сегодняшний день остается актуальным и открытым.

Выводы

Проведено аналитическое исследование свойств элементов матрицы коэффициентов чувствительности S в программном комплексе MathCAD. Помимо этого в программном комплексе RastrWin подтверждены следующие гипотезы для тестовой электрической сети 110—220 кВ:

для произвольного узла j можно получить рейтинг узлов i по эффективности влияния на напряжения узла j , упорядочив по убыванию элементы i -й строки матрицы S с приоритетной выдачей управляющих воздействий в наиболее эффективные узлы;

величина суммы элементов i -й строки матрицы S определяет общую эффективность влияния регулирования напряжения в узле i на величину потерь активной мощности в сегменте 220 кВ рассмотренной тестовой электрической сети.

Разработан алгоритм централизованного управления уровнями в электрической сети 110—220 кВ. Использование алгоритма в тестовой сети привело к эффекту сглаживания графика потерь активной мощности в течение суток, позволило обеспечить снижение потерь активной мощности на 10% в режиме максимальных нагрузок, а также снизить потери электроэнергии на 8% в суточном разрезе. При этом практически полностью отсутствовали случаи выхода уровней напряжения за допустимые диапазоны во всех узлах электрической сети.

Использование алгоритма обеспечило оптимальное использование коммутационного ресурса оборудова-

ния тестовой сети: исключены необоснованные простои, при этом команды на переключения выдаются нормированно, не приводя к досрочной растрате ресурса.

Литература

1. Гвоздев Д.Б. Разработка критерия оптимальной информационной нагрузки диспетчера ЦУС предприятия электрических сетей // Вестник МЭИ. 2013. № 2. С. 52—55.
2. Гвоздев Д.Б. Информационная оценка системы диспетчерского управления // Электрические станции. 2006. № 3. С. 47—51.
3. Amgad A. e. a. Optimum VAR sizing and allocation using particle swarm optimisation // Electric Power System Research. 2008. V. 77. N 8. P. 965—972.
4. Tao Y., Meliopoulos A.P.S. Optimal Power Flow via Quadratic Power Flow. // IEEE Power Systems Conf. and Exposition. Phoenix, 2011.
5. Schecter A. Exploration of the AC Optimal Power Flow Feasible Region for the Standard // IEEE Test Set. FERC Technical conf. to discuss opportunities for increasing real-time and day-ahead market efficiency through improved software. Docket N AD12-12-003, December, 2012.
6. Jiang Q.Y. e. a. Power-current hybrid rectangular formulation for interior-point optimal power flow // Institute of Eng. and Tech. (IET) Generation. Trans. and Distrib. 2009. V. 3. Iss. 8. P. 748—756.
7. Glavitsch H., Bacher R. Optimal Power Flow Algorithms. Zurich (Switzerland): Swiss Federal Institute of Technology.
8. Da Costa V.M., Rosa A.L.S. A Comparative Analysis of Different Power Flow Methodologies // IEEE Transmission & Distribution Conf. and Exposition: Latin America. Bogota, 2008.
9. Cain M.B., O'Neill R.P., Castillo A. History of Optimal Power Flow and Formulations Optimal Power Flow // FERC Technical conference to discuss opportunities for increasing real-time and day-ahead market efficiency through improved software. Docket N AD12-12-014, 2012.
10. Гвоздев Д.Б., Холопов С.С. Повышение эффективности работы оперативно-диспетчерского персонала путем создания централизованной системы управ-

ления уровнями напряжения // Электричество. 2015. № 7. С. 4—11.

11. **Kim T.K., Shin J.H., Kwak N.H.** Voltage management system using hybrid voltage control to enhance voltage stability in Jeju power system // CIGRE 2010. Секция C2.

12. **Иса V., Bovo C., Merlo M., Berizzi A.** Reactive power flow optimization in power systems with hierarchical voltage control // Proc. 17th Power Systems Computation Conf. Stockholm (Sweden), 2011.

13. **Corsi S., Martins N.** Coordinated voltage control in transmission networks // Electra. 2007. N 2. P. 35—41.

14. **Francos P., Verdugo S., Alместо C., Baeza D.** Present and future reinforcements in the Spanish transmission grid allowing to control active and reactive power flows // CIGRE 2012. Секция C4.

Статья поступила в редакцию 11.04.2016