

# РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ ГОМЕЛЬСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С ПОМОЩЬЮ ШУНТИРУЮЩЕГО РЕАКТОРА

**Д. В. Максименко**

*Гомельский государственный технический университет  
имени П. О. Сухого, Беларусь*

Научный руководитель О. М. Головач

Превышение зарядной мощности в линиях над потерями реактивной мощности в них приводит к росту напряжения в разных точках линии и к увеличению потерь на корону. Решение задачи ведения нормальных режимов работы энергосистемы и

обеспечения требуемых стандартов качества электроэнергии невозможно без автоматических управляемых средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

К техническим средствам, с помощью которых осуществляется регулирование напряжения и реактивной мощности, относят: шунтирующие реакторы, трансформаторы и автотрансформаторы с устройствами РПН, синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов и статические тиристорные компенсаторы. Кроме того, для снижения напряжения используют турбогенераторы электростанций, работающие в режиме недовозбуждения.

Длительное воздействие недопустимо высоких напряжений на изоляцию оборудования из-за избытков зарядной реактивной мощности линии приводит к сокращению его срока службы вследствие ускоренного электрического старения, что влечет за собой дополнительные капитальные вложения на ремонт и замену.

В Белорусской энергосистеме, как и во многих других энергосистемах бывшего Советского Союза, существует проблема регулирования напряжения и устранения избытков реактивной мощности в режимах минимальных нагрузок. С целью решения этой проблемы в Белорусской энергосистеме в 1998–2000 гг. был выполнен комплекс научно-исследовательских и проектно-изыскательских работ по технической необходимости и экономической целесообразности установки шунтирующих реакторов в энергосистеме. В результате их выполнения в энергосистеме была намечена установка четырех управляемых шунтирующих реакторов (УШР) напряжением 330 кВ, мощностью 180 МВар каждый на следующих подстанциях 330 кВ энергосистемы: «Мирадино», «Барановичи», «Гомсельмаш» и «Молодечно».

Ввод в эксплуатацию УШР на подстанции «Гомсельмаш» состоялся 30 июня 2003 г., установлен УШР ТХ 2453В немецкой фирмы «Alstom».

После трех лет эксплуатации УШР аварийно отключился и в настоящее время выведен из эксплуатации.

Гомельская энергосистема характеризуется наличием протяженных линий электропередачи 220–330 кВ, имеющих большую зарядную мощность. Так, протяженность линий электропередачи 220 кВ составляет 180,2 км, а линий 330 кВ – 1104 км, зарядная мощность линий 330 кВ при напряжении 345 кВ составляет 511,3 МВар. В связи с большой зарядной мощностью этих линий в отдельных узлах Гомельской энергосистемы, с которыми связаны эти линии, возникают значительные избытки реактивной мощности в часы минимальных нагрузок, которые приводят к повышению уровня напряжений в этих узлах.

Для анализа уровней и средств регулирования напряжения в узлах Гомельской энергосистемы после вывода из эксплуатации УШР на подстанции «Гомсельмаш» была создана расчетная схема питающей сети. Схема включает: все объекты на номинальных напряжениях 220–330 кВ, ЛЭП-110 кВ выдачи мощности электростанций в основную сеть энергосистемы, ЛЭП-110 кВ, составляющих замкнутую сеть. Объем расчетной схемы составил 180 узлов и 204 ветви.

С целью обеспечения корректности и достоверности расчетов сети 330 кВ созданная расчетная схема была подключена к расчетной модели электрической сети внешнего окружения Гомельской энергосистемы, имеющейся в Центральной диспетчерской службе РУП «Гомельэнерго». Все расчеты производились далее по объединенной расчетной модели в среде программного комплекса «RastrWin».

На первом этапе расчетов анализировалась текущая ситуация с уровнями напряжений в узлах 330, 220 и 110 кВ Гомельской энергосистемы и ближайшего окружения. Для этого моделировались режимы максимальных и минимальных нагрузок (по данным контрольных замеров в энергосистеме 16 декабря и 20 июня 2010 г.).

Результаты расчетов для узлов напряжением 330 кВ представлены в табл. 1.

Таблица 1

### Расчетные напряжения в узлах, кВ

Узел	Режим максимальных нагрузок	Режим минимальных нагрузок	Абсолютное повышение напряжения
Гомсельмаш-330	354,87	355,49	0,62
Гомель-330	350,78	351,98	1,2
Жлобин-330	356,29	357,95	1,66
Жлобин Западный-330	355,31	357,28	1,97
Мозырь-330	354,39	354,16	–
Кричев-330	347,33	347,87	0,54
Могилев-330	357,98	358,69	0,71
Калийная-330	358,47	358,59	0,12

Для предотвращения большего повышения уровня напряжений в сети 110 кВ в режимах минимальных нагрузок оперативный персонал вынужден использовать турбогенераторы, установленные на Гомельской, Мозырской и Светлогорской ТЭЦ, в режиме недовозбуждения. Этим самым в баланс реактивной мощности вносится дополнительная величина реактивной мощности индуктивного характера. Так, реактивная мощность Гомельской ТЭЦ в режиме минимальных нагрузок составила 53,6 МВар (потребление).

Однако негативной стороной использования турбогенераторов в таких режимах является снижение запаса статической устойчивости, а также повышенный нагрев крайних пакетов активной стали, вызванный значительным возрастанием результирующих магнитных полей в зонах лобовых частей обмотки статора.

На втором этапе расчетов производился анализ влияния на уровни напряжения различных вариантов поглощения избыточной реактивной мощности с помощью шунтирующих реакторов. За основу принят режим минимальных нагрузок Гомельской энергосистемы. Рассмотрены следующие варианты:

- вариант 1: установка одного УШР номинальной мощностью 180 МВар напряжением 330 кВ на подстанции 330 кВ «Гомсельмаш»;
- вариант 2: установка трех УШР мощностью по 63 МВар на шинах 110 кВ подстанций «Гомсельмаш-330», «Гомель-330», «Мозырь-330».

Результаты расчетов для узлов напряжением 330 кВ представлены в табл. 2.

Таблица 2

### Расчетные напряжения в узлах, кВ

Узел	Вариант 1	Вариант 2
Гомсельмаш-330	348,31	352,37
Гомель-330	348,29	348,81
Жлобин-330	354,14	356,25
Жлобин Западный-330	354,4	355,98

*Окончание табл. 2*

Узел	Вариант 1	Вариант 2
Мозырь-330	351,82	350,72
Кричев-330	346,13	346,38
Могилев-330	357,21	358,02
Калийная-330	357,6	357,35

Выполненные расчеты показывают, что в обоих рассмотренных вариантах применение УШР обеспечивает снижение уровня напряжения на 7,18–0,57 кВ.

При этом отпадает необходимость использования турбогенераторов электростанций в режиме потребления реактивной мощности. Так в варианте 2 Гомельская ТЭЦ работает в режиме генерации реактивной мощности величиной 38,6 МВар.

Кроме того, включение в сеть УШР вызывает изменение потокораспределения и связанных с ним потерь активной мощности. В вариантах 1 и 2 изменение потерь активной мощности в питающей сети Гомельской энергосистемы составило соответственно 1,13 МВт и 1,0 МВт в сторону увеличения. А для Белорусской энергосистемы в целом 0,01 МВт в сторону снижения – для первого варианта и 0,03 МВт в сторону увеличения – для второго варианта по сравнению с исходным режимом. Активное потребление самих реакторов при полном использовании мощности составляет: для первого варианта 1,26 МВт, для второго варианта 1,32 МВт.

Оптимальный способ размещения компенсирующих устройств следует определить на основе технико-экономического сопоставления вариантов.