

УДК 621.311.1

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Гурвич В.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КАЛЕНТИОНОК Е.В.

С помощью турбогенераторов № 1 или № 2 номинальной мощностью 160 МВт одной из реально существующих электростанций осуществляется экспорт электроэнергии в соседнюю энергосистему. Передача электроэнергии осуществляется по линии 220 кВ Электростанция А – Подстанция и по межсистемным линиям 110 кВ Подстанция – Подстанция приемной энергосистемы (рисунок 1).

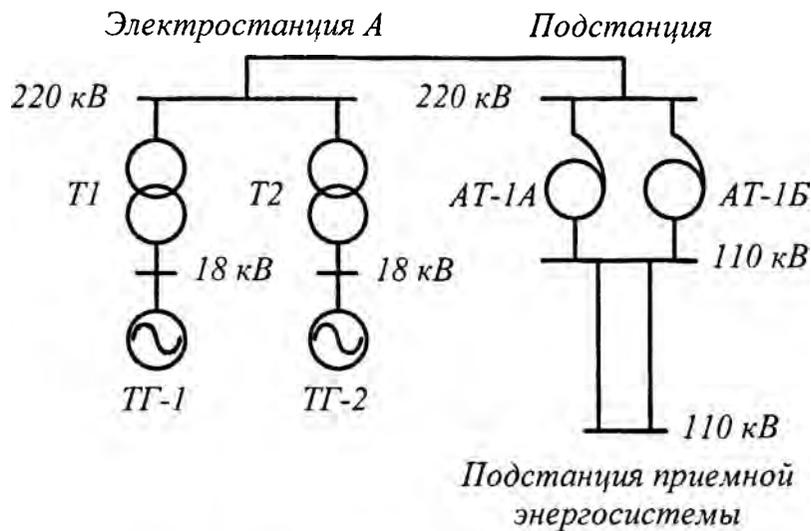


Рисунок 1. Схема экспорта электроэнергии

Наиболее проблемным участком экспорта электроэнергии с точки зрения потери динамической устойчивости системы является одноцепная линия электропередачи 220 кВ Электростанция А – Подстанция. При возникновении междуфазных коротких замыканий данная линия отключается, а экспорт электроэнергии прекращается. При возникновении однофазного короткого замыкания на линии устойчивость системы может быть сохранена действием успешного однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ). Экспорт электроэнергии на участке Подстанция – Подстанция приемной энергосистемы осуществляется по двум, а то и по трем линиям 110 кВ. При возникновении междуфазных коротких замыканий одна из данных линий отключается, а экспорт электроэнергии продолжается по оставшимся в работе линиям электропередач.

В исследованиях был выполнен расчет динамической устойчивости генераторов электростанции А во время однофазного короткого замыкания на землю на линии 220 кВ Электростанция А – Подстанция, ликвидированного в цикле ОАПВ, а также предложены мероприятия по повышению динамической устойчивости системы при данном возмущении.

Расчет устойчивости был осуществлен с помощью программы MUSTANG. Однофазное короткое замыкание было смоделировано с помощью метода симметричных составляющих. В соответствии с данным методом состояние короткого замыкания было представлено введением шунта $z_{ш} = 7,9 + j97,701$ Ом между местом короткого замы-

кания и земель, а однофазный разрыв – введением в месте разрыва дополнительного сопротивления $z_{\text{доп}} = 17,838 + j127,836$ Ом. Расчет был проведен с учетом того, что время двухстороннего однофазного отключения линии составляет 0,125 с, а уставка ОАПВ составляет 0,8 с.

Проведенный анализ существующей системы выдачи мощности показал, что предельная мощность генерации, которая позволяет реализацию успешного цикла ОАПВ, составляет 117 МВт, в то время как номинальная мощность генератора составляет 160 МВт.

На основании проведенных расчетов были предложены мероприятия по повышению динамической устойчивости генераторов Электростанции А. Перечень предложенных мероприятий:

- электрическое торможение генераторов;
- продольная компенсация;
- заземление нейтрали трансформатора через активное сопротивление;
- уменьшение уставки срабатывания ОАПВ;
- применение электрогидравлических преобразователей на турбинах (ЭГП).

Электрическое торможение генераторов было осуществлено включением специальных нагрузочных активных сопротивлений (НАС) в момент времени отключения поврежденной фазы на шинах 18 кВ генераторов и их отключением в момент времени срабатывания ОАПВ. Сопротивление НАС ограничено с одной стороны величиной, достаточной для увеличения тормозного электромагнитного момента до уровня, сохраняющего устойчивость генераторов, с другой стороны – величиной, не вызывающей нарушение устойчивости после отключения НАС во втором цикле качаний вследствие перетормаживания генераторов. В результате было подобрано значение сопротивления НАС $R_{\text{НАС}} = 3,5$ Ом.

Продольная емкостная компенсация была выполнена двух видов: с форсировкой (автоматическим уменьшением общего индуктивного сопротивления линии при однофазном коротком замыкании на землю) и без форсировки (рисунок 2).

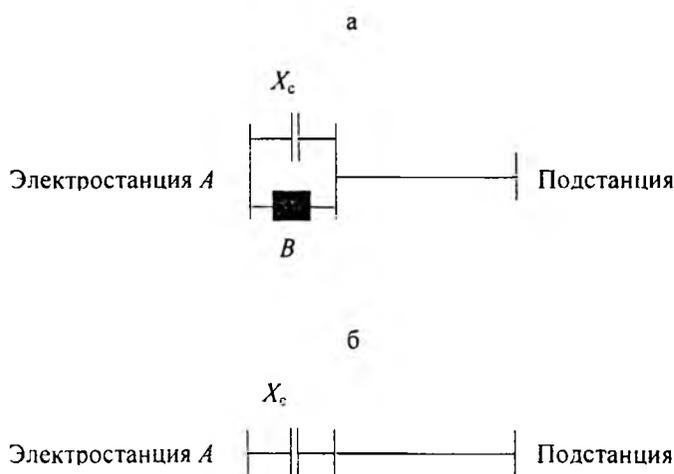


Рисунок 2. Продольная емкостная компенсация линии:
а – с форсировкой; б – без форсировки

На рисунке 2а в нормальном режиме работы выключатель В включен и шунтирует конденсаторные батареи с сопротивлением X_c . В момент отключения однофазного короткого замыкания на землю выключатель В отключается, вводя в работу батареи конденсаторов. В момент времени срабатывания ОАПВ выключатель В включается,

шунтируя конденсаторные батареи. Таким образом, конденсаторные батареи не работают в режиме короткого замыкания, что позволяет осуществить степень компенсации индуктивного сопротивления линии 100 %.

На рисунке 2б конденсаторные батареи включены постоянно, что может привести к значительному увеличению токов короткого замыкания, поэтому была выбрана степень компенсации 40 %.

Заземление нейтрали через активное сопротивление было осуществлено на блочных трансформаторах Т5 или Т6. Величина активного сопротивления составила 20 Ом, что способствовало увеличению сопротивления шунта до $z_{ш} = 47,682 + j103,685$ Ом.

Аварийная разгрузка турбины при возникновении короткого замыкания была проведена с помощью ЭГП по закону изменения механической мощности турбины P_T от времени t , изображенному на рисунке 3.

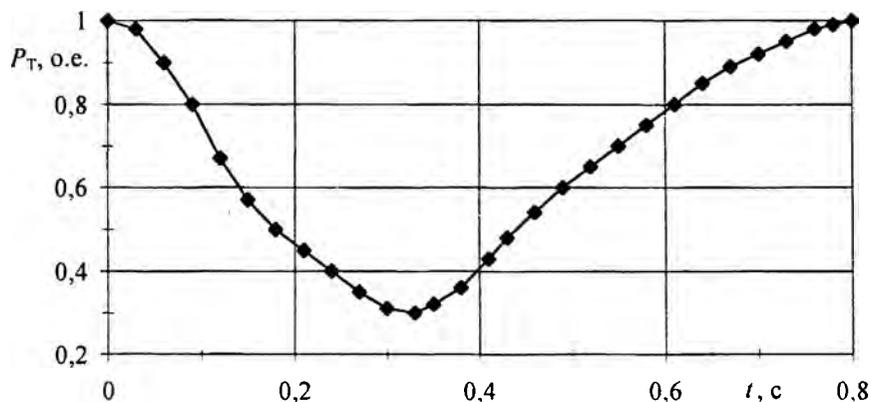


Рисунок 3. Изменение мощности турбины с помощью ЭГП

На основании предложенных мероприятий был произведен расчет динамической устойчивости системы при ее модернизации. Результаты расчета приведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчета динамической устойчивости системы при ее модернизации

Мероприятия по повышению динамической устойчивости системы	Предельная генерируемая мощность, МВт
Исходный режим	117
Электрическое торможение генератора	151
Продольная компенсация с форсировкой	134
Продольная компенсация без форсировки	120
Заземление нейтрали блочного трансформатора	124
Электрическое торможение генератора и заземление нейтрали блочного трансформатора	155
Электрическое торможение генератора и продольная компенсация без форсировки	152
Уменьшение уставки ОАПВ до 0,3 с	137
Уменьшение уставки ОАПВ до 0,3 с и продольная компенсация с форсировкой	145
Уменьшение уставки ОАПВ до 0,3 с и продольная компенсация без форсировки	141
Применение турбин с ЭГП	160

Таким образом, произведенный расчет влияния предложенных мероприятий на повышение динамической устойчивости генераторов № 1 и № 2 Электростанции А показал, что наиболее эффективными мероприятиями являются применение аварийной разгрузки турбины с помощью ЭГП, электрическое торможение генераторов. Однако наибольший интерес представляет изменение уставки ОАПВ, т. к. данное мероприятие практически не требует затрат. Заземление нейтрали трансформатора через активное сопротивление и продольная компенсация оказались наименее эффективными мероприятиями.

Литература

1. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электротехн. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.
2. Силук, С.М., Свита, Л.Н. Электромагнитные переходные процессы: Учебное пособие для вузов. – Минск: УП «Технопринт», 2000.
3. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учеб. для вузов по спец. «Электроснабжение». – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1991. – 496 с.

УДК 621.311.014.3

АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6–10 КВ МОГИЛЕВСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Ковганко И.С.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КАЛЕНТИОНОК Е.В.

В состав республиканского унитарного предприятия (РУП) «Могилевэнерго» входят три структурные подразделения:

Могилевские электрические сети (МЭС) – объединяют 9 районов электрических сетей (РЭС) – Могилевский городской, Могилевский сельский, Шкловский, Бельничский, Быховский, Горецкий, Дрибинский, Круглянский, Чауский;

Бобруйские электрические сети (БЭС) – 6 районов электросетей – Бобруйский городской, Бобруйский сельский, Осиповичский, Глуский, Кировский, Кличевский;

Климовичские электрические сети (КЭС) – 8 районов электрических сетей – Климовичский, Кричевский, Костюковичский, Краснопольский, Мстиславский, Славгородский, Чериковский, Хотимский.

Основные параметры электрических сетей приведены в таблице 1.

Таблица 1. Основные параметры электрических сетей

Наименование показателей	Единица измерения	РУП	МЭС	БЭС	КЭС
Количество районов электрических сетей	ед.	23	9	6	8
Количество ТП 6–10/0,38 кВ	штук	10 230	4 618	2 435	3 177
Мощность ТП 6–10/0,38 кВ	МВА	2 057	966,3	554,5	536,2
Количество РП 6–10 кВ	штук	79	41	34	4
Количество фидеров 6–10 кВ	штук	1 380	634	404	342
Протяженность линии 6–10 кВ	км	16 886	7 788,6	4 098,3	4 999,1
воздушных	км	14 908	6 664,3	3 385,6	4 858,2
кабельных	км	1 977,9	1 124	712,7	140,9

Филиалы электрических сетей (ФЭС) являются структурными подразделениями РУП «Могилевэнерго» и обеспечивают ремонтно-эксплуатационное и оперативное об-