

УДК 621.31

Повышение динамической устойчивости генератора с помощью управления группой накопителей энергии различного вида

Д.Г. Ефремов, И.З. Глушкин
ФГБОУВО «Национальный исследовательский университет “МЭИ”»; АО «РАСУ»,
г. Москва, Российская Федерация
E-mail: d.g.efremov@yandex.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса: В настоящее время в качестве средств сохранения динамической устойчивости как отдельных генераторов, так и станции в целом применяются управляющие воздействия противоаварийной автоматики на турбо- или гидроагрегат: импульсная разгрузка турбины и отключение генератора от сети. Данные воздействия имеют определенные недостатки и ограничения, основные из которых: снижение генерации реактивной мощности и возможность переторможения агрегата на втором цикле синхронных качаний генератора. В связи с этим актуальной задачей в области противоаварийного управления является разработка новых типов управляющих воздействий для сохранения динамической устойчивости генераторов, основанных на применении современных технологий, таких как накопители (и группы накопителей) электроэнергии различного вида.

Материалы и методы: В процессе исследования использованы методы выбора оптимальных параметров накопителей на основе минимизации стоимости с учетом ограничений по динамической устойчивости, а также методы имитационного компьютерного моделирования с использованием ПК Matlab.

Результаты: Определено оптимальное сочетание типов накопителей, получены параметры выбранных накопителей с учетом минимизации стоимости (снижение стоимости группового накопителя на 15 % по сравнению с одиночным накопителем). Разработана система управления группой накопителей для поддержания динамической устойчивости при коротком замыкании. Для оценки эффективности предлагаемых решений введен критерий оценки эффективности применения средств повышения динамической устойчивости – максимально допустимая длительность существования короткого замыкания. Проведено моделирование на разработанной модели, которое показало эффективность применения групп накопителей для поддержания динамической устойчивости синхронных генераторов.

Выводы: В результате исследования установлено, что группа накопителей, состоящая из маховикового и емкостного накопителей, и предложенная система управления позволяют значительно повысить динамическую устойчивость мощного синхронного генератора, увеличив максимально допустимую длительность существования короткого замыкания.

Ключевые слова: противоаварийное управление, противоаварийная автоматика, управляющее воздействие, накопитель энергии, маховиковый накопитель, емкостный накопитель, динамическая устойчивость.

Increasing of electrical generator transient stability by controlling a group of energy storage devices of various types

D.G. Efremov, I.Z. Glouskin
National Research University «Moscow Power Engineering Institute», JSC «RACS»,
Moscow, Russian Federation
E-mail: d.g.efremov@yandex.ru

Abstract

Background: Control actions of emergency control systems on turbo- or hydro- units (fast turbine valving control and generation tripping) are now used to maintain transient stability of individual generators and power stations as a whole. Such control actions have certain disadvantages and limitations (the main ones are: reactive power generation decrease and possible unit overbraking in the second cycle of synchronous generator swinging). Therefore, a current challenge in the field of emergency control is to develop new types of control actions for transient stability maintenance based on modern technologies such as individual energy storage devices and groups of such devices of different types.

Materials and methods: In this study, we used methods of selecting optimal parameters of energy storage devices based on cost minimization and accounting for transient stability limitations and methods of computer simulation in the Matlab software package.

Results: In this study, we have determined the optimal combination of energy storage devices types, obtained the energy storage device parameters allowing cost minimization (15 % cost reduction through using a group of energy storage devices compared to using single storage devices). We have developed a system that can control a group of energy storage devices and thus ensure transient stability during short circuits. We have also introduced a criterion for evaluating the effectiveness of the proposed methods of transient stability increase – maximum admissible short-circuit duration. Simulation by the developed model has proved a high efficiency of applying a group of energy storage devices for synchronous generator transient stability maintenance.

Conclusions: It has been found that a group of energy storage devices consisting of a flywheel and a capacitive storage devices and the proposed control system significantly improve the transient stability of high-power synchronous generators by increasing the maximum admissible short-circuit duration.

Key words: emergency control, emergency control system, control action, energy storage device, flywheel energy storage device, capacitive energy storage device, transient stability.

DOI: 10.17588/2072-2672.2017.6.005-014

Введение. Как показывает опыт, одним из способов повышения экономической эффективности современных энергосистем является укрупнение их номинальных параметров – повышение номинального напряжения и увеличение единичной мощности генерирующего оборудования, что позволяет снизить затраты на сооружение и эксплуатацию энергетических объектов. Этот процесс сопровождается выделением в энергосистеме характерных узлов – генерирующих и нагрузочных. В связи с этим возникают проблемы сохранения устойчивости электропередач переменного тока между крупными энергообъединениями. Решение указанных проблем возлагается на систему противоаварийной автоматики.

В настоящее время при нарушениях динамической устойчивости как отдельных генераторов, так и станции в целом используются такие управляющие воздействия противоаварийной автоматики, как отключение генератора, разгрузка турбин [1]. Данные управляющие воздействия имеют ряд недостатков. Отключения генераторов приводят к снижению генерируемой реактивной мощности, тем самым снижая пропускную способность сечения. Кроме того, частые отключения снижают надежность генерирующего оборудования. Разгрузка турбин при неточном расчете параметров импульса может привести к нарушению устойчивости на втором цикле синхронных качаний генератора (под циклом качания понимается интервал времени, на котором скольжение генератора относительно системы имеет постоянный знак) или же к остановке агрегата.

Для оптимизации противоаварийного управления в настоящее время все чаще используются накопители энергии, такие как сверхпроводниковые индуктивные накопители энергии (СПИНЭ), аккумуляторные батареи большой мощности (АББМ), суперконденсаторы (СК), маховиковые накопители (МН) [2]. С помощью управляющих воздействий на указанные накопители появляется возможность предотвращения нарушения устойчивости в энергосистеме без нарушения электроснабжения потребителя и без снижения пропускной способности сети [3].

Как показано в [4], повышение динамической устойчивости параллельной работы крупного синхронного генератора можно добиться с помощью управления асинхронизированным синхронным компенсатором с маховиковым накопителем на валу (АСКМ). Ниже приведены

оценочные расчеты стоимости АСКМ, а также определены рекомендуемые параметры и условия работы. Проведенные стоимостные расчеты показали достаточно высокую стоимость требуемого АСКМ.

Ниже также представлены результаты разработки способа повышения динамической устойчивости генераторов станции с помощью управления группой накопителей энергии различного вида.

Материалы и методы. В процессе разработки способа повышения динамической устойчивости с помощью управления группой накопителей использовались следующие методы: метод выбора типов накопителей для сочетания в группе на основе качественного стоимостного анализа, метод выбора оптимальных параметров накопителей на основе минимизации стоимости с учетом ограничений по динамической устойчивости, методы имитационного компьютерного моделирования с использованием ПК Matlab.

Выбор типов накопителей. Как показано в [4], в целях повышения динамической устойчивости могут быть рассмотрены следующие накопители: СПИНЭ, МН, АББМ, СК.

Выбор типов накопителей, используемых совместно, должен определяться следующими положениями:

- 1) применение группы накопителей должно обеспечивать эффект не хуже, чем применение одиночного накопителя;
- 2) суммарная стоимость группы накопителей должна быть ниже стоимости применения одиночного накопителя.

Таким образом, из рассматриваемых типов накопителей следует исключить СПИНЭ ввиду высоких затрат на сооружение (из-за необходимости применения криокамеры для охлаждения катушки).

Отдельно было рассмотрено применение АББМ. Как указано в [4], применение АББМ в качестве единственного средства повышения динамической устойчивости нецелесообразно.

Предварительно была проведена оценка возможности применения АББМ для компенсации части разгонной мощности генератора в составе группы накопителей путем качественной оценки стоимости АББМ в сравнении с другими типами накопителей.

Для проведения анализа приняты следующие основные характеристики рассматриваемых накопителей: мощность – 1 МВт; энергоемкость – 1 МДж = 1 МВт·с.

Для рассмотрения была выбрана ячейка АББМ типа SPB803496H (Li-Ion, производитель Enerz¹) энергоемкостью $q_{cell} = 2,6$ А·ч с током заряда $I_{cell} = 2,6$ А. С учетом напряжения ячейки $U_{cell} = 3,7$ В энергоемкость одной ячейки составит $W_{cell} = U_{cell}q_{cell} = 9,62$ Вт·ч = 34,6 кВт·с. (1)

С точки зрения обеспечения требуемой энергоемкости в 1 МВт·с потребуется около 30 ячеек. Однако с точки зрения обеспечения требуемого тока заряда для сборки $U_{bat} = 740$ В (т.е. один модуль из 200 ячеек) необходимо обеспечить ток зарядки $I_{bat} = P/U_{cell} = 13$ кА. Для такого значения тока потребуется 520 модулей по 740 В. Общее число элементов такой сборки – около 100 тысяч, при этом энергоемкость сборки составит 3,6 ГВт·с (3,6 ГДж). Таким образом, для поддержания динамической устойчивости будет использоваться не более 0,3 % от энергоемкости. С учетом ориентировочной цены на АББМ 250 дол/кВт·ч стоимость мощности АББМ составит 250 тыс. дол/МВт. С учетом стоимости мощности для других типов накопителей (например, для СК удельная стоимость мощности составляет ориентировочно 70 долл/МВт) применение АББМ для компенсации даже части разгонной мощности синхронного генератора нецелесообразно.

Таким образом, к рассмотрению принята группа накопителей, состоящая из СК и МН.

Расчет оптимальных параметров накопителей на основе оптимизации их стоимости. Базовым параметром для расчета параметров накопителя (накопителей) является требуемая мощность и энергоемкость.

Требуемая мощность накопителя была определена из опыта короткого замыкания (КЗ) для простейшей тестовой схемы (генератор – трансформатор – шины). Для модели был принят синхронный генератор типа ТГВ-500. Выбор столь мощного генератора для модели обусловлен следующим: на крупных станциях (в частности, на АЭС) при определенных компонентах распределительных устройств существуют так называемые «мертвые зоны», которые при определенных условиях отключаются не основными, а резервными защитами. Таким образом, время отключения КЗ значительно увеличивается. Кроме того, время ликвидации КЗ в мертвой зоне с отказом выключателя обычно оказывается большим, чем максимально допустимое время существования КЗ по условию динамической устойчивости. В данном случае на станцию может накладываться ограничение на максимально допустимую генерируемую мощность, что грозит значительными издержками собственнику станции.

С использованием тестовой модели получены следующие данные: при двухфазном КЗ на землю (как наиболее тяжелом возмущении со-

гласно нормам²) на стороне высшего напряжения трансформатора величина фактического сброса мощности составляет $P_{сброс} = 0,5 P_{ном}$. При расчетном остаточном напряжении $U_{гост} = 0,54 U_{гном}$ и доаварийном угле нагрузки $\delta = 0,9$ рад, величина синхронизирующей мощности вычисляется по известной формуле [5]:

$$P_{синх} = EU \frac{\cos(\delta)}{X_d} = 0,38 \text{ о.е.} \quad (2)$$

Таким образом, избыточная мощность (т.е. мощность, которая должна быть потреблена накопителем) составляет $P_{изб} = P_{сброс} - P_{синх} = 0,12 \text{ о.е.} = 60$ МВт. Так как данная мощность получена в условиях сниженного напряжения, для исключения перегрузки накопителей полученную мощность необходимо привести к номинальному напряжению. Приведенное значение ориентировочно составляет 100 МВт.

В итоге требуемая мощность накопителя составляет 100 МВт, требуемая энергоемкость (при учете потребления максимума мощности в течение 0,5 с) – 50 МДж.

Расчет стоимости МН. Основным параметром, определяющим итоговую стоимость АСКМ, является максимальное допустимое скольжение. В [6] показано, что оптимальное скольжение (с точки зрения оптимизации стоимости) для поддержания динамической устойчивости составляет $s_{опт} = 0,08$.

Стоимость МН рассчитывается по следующим формулам³:

$$R_s = C_s s_{опт} P \cdot k_s; \quad (3)$$

$$R_j = \frac{C_j [(1 - s_{опт}) \omega_0^2]}{2} \frac{2P \Delta t}{2s_{опт} \omega_0^2 - s_{опт}^2 \omega_0^2}; \quad (4)$$

$$R_m = \frac{C_m P}{k_{пер АСКМ}}; \quad (5)$$

$$R_{\Sigma} = R_j + R_s + R_m, \quad (6)$$

где R_s – стоимость системы возбуждения; C_s – удельная стоимость преобразователя частоты (как компонента системы возбуждения, требуется 2 преобразователя), принята 100 дол/кВА; $s_{опт}$ – оптимальное максимальное скольжение; $S_{ном}$ – номинальная мощность АСКМ; k_s – коэффициент, равный отношению суммарной мощности системы возбуждения (в относительных единицах) к максимально допустимому скольжению, принят равным 3,5; R_j – стоимость МН; C_j – удельная стоимость МН, принята 150 дол/кВт·ч; ω_0 – скорость вращения МН, принята 1000 об/мин; R_m – стоимость АСКМ; C_m – удельная стоимость АСКМ, принята 30 дол/кВА; $k_{пер АСКМ}$ – коэффициент допустимой перегрузки

² Методические указания по устойчивости энергосистем. Утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.

³ Мнев Д.Р. Законы регулирования и режимы работы асинхронизированного компенсатора в энергосистеме, ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. М., 2013. 173 с.

¹ Сайт <http://enerz.ru/>

АСКМ, принят 2; R_{Σ} – суммарная стоимость АСКМ.

По выражениям (3)–(6) с учетом минимальной мощности системы возбуждения и удорожания системы возбуждения большой мощности построена зависимость стоимости АСКМ от мощности (рис. 1).

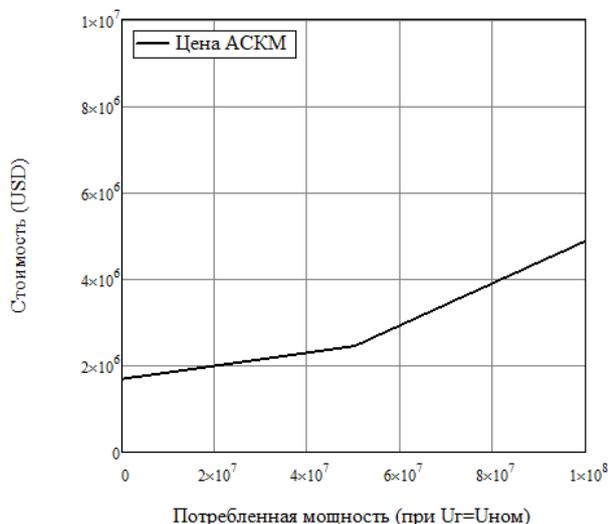


Рис. 1. Зависимость стоимости АСКМ от потребляемой мощности

Расчет стоимости емкостного накопителя энергии (ЕНЭ) на базе СК. Расчетная стоимость ЕНЭ на базе СК определяется следующими компонентами: стоимостью непосредственно СК (или группы СК) и стоимостью системы обеспечения обмена энергией с сетью.

Перед расчетом стоимости ЕНЭ необходимо уточнить состав оборудования, необходимый для обеспечения обмена мощностью между ЕНЭ и сетью.

Как определено в [4], для обеспечения обмена мощностью между ЕНЭ и сетью целесообразно использовать двухмостовой обратимый тиристорный преобразователь на управляемых вентилях. Управление вентилями осуществляется через систему импульсно-фазового управления (СИФУ).

В связи с тем, что коммутация вентиля приводит к появлению высших гармоник в сети в районе точки подключения преобразователя, необходимо определить их величину и соответствие нормам. Высшие гармоники напряжения и тока неблагоприятно влияют на электрооборудование, системы автоматизации, релейной защиты, телемеханики и связи: появляются дополнительные потери в электрических машинах, трансформаторах и электрических сетях; затрудняется компенсация реактивной мощности с помощью батарей конденсаторов; сокращается срок службы изоляции электрических машин и аппаратов; возрастает аварийность в кабельных сетях; ухудшается качество работы, а иногда появляются сбои в работе систем ре-

лейной защиты, автоматизации, телемеханики и связи [7].

В связи с вышесказанным, необходимо определить влияние режима работы тиристорного преобразователя при обмене мощностью между накопителем и сетью на уровень искажения синусоидальности и, соответственно, необходимость фильтра высших гармоник.

Нормативным документом, определяющим требования к искажениям (несинусоидальности) тока и напряжения является ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Несинусоидальность кривых напряжений определяется следующими коэффициентами:

- K_U – суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения;
- $K_{u(n)}$ – коэффициент гармонических составляющих напряжения (n – номер гармоники).

Таким образом, работа накопителя не должна приводить к ненормативным искажениям кривой напряжения. Для оценки искажений, вносимых тиристорным преобразователем, было проведено исследование на тестовой модели для оценки помех в ПК Matlab.

Тестовая схема для оценки помех представляет собой двухмашинную модель (генератор – трансформатор – линия – система) с подключенным СК (с соответствующим оборудованием) на шины генераторного напряжения. Модель позволяет управлять мощностью обмена накопителя с сетью.

При варьировании мощности обмена на основе данных быстрого преобразования Фурье получены следующие результаты: коэффициенты гармонических составляющих напряжения как четных, так и нечетных гармоник не превышают допустимых при обмене мощностью между сетью и накопителем в диапазоне 0–60 МВт; суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения превышает предельно допустимый (согласно ГОСТ 32144-2013, 8 %) при обмене мощностью между сетью и накопителем в диапазоне 0–30 МВт (рис. 2); при мощности обмена 32 МВт коэффициент гармонических составляющих равен 8,09 %.

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующий вывод: при мощности потребления накопителем свыше 30 МВт необходимо принимать меры по компенсации искажений кривой напряжения.

В итоге состав первичного оборудования для ЕНЭ на базе СК определяется следующим образом: СК; сетевой трансформатор; мостовой обратимый тиристорный преобразователь из двух тиристорных групп (в каждой группе по 8 управляемых вентилях); пассивный фильтр (при мощности накопителя более 30 МВт).

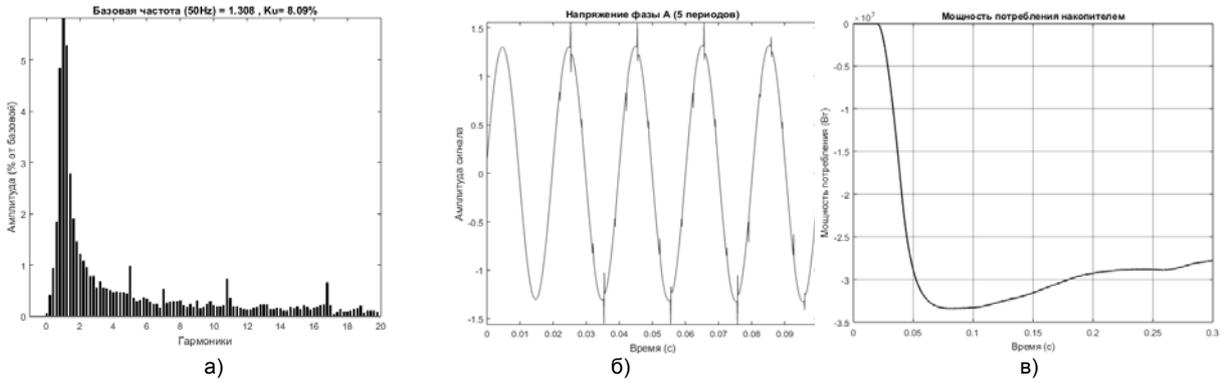


Рис. 2. Характеристики искажений при потреблении мощности $P = 30$ МВт: а – спектр гармонических составляющих ($K_U = 8,09\%$); б – напряжение фазы А; в – график потребляемой мощности накопителем

Схема подключения с учетом вышеприведенного перечня оборудования приведена на рис. 3.

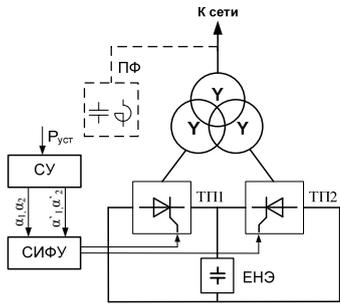


Рис. 3. Схема подключения ЕНЭ: СИФУ – система импульсно-фазового управления; СУ – система управления; ПФ – пассивный фильтр; ТТ1,2 – тиристорные преобразовательные группы; $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_1', \alpha_2'$ – сигналы управления (углы открытия тиристоров), формируемые СУ

Соответственно цена комплекса определяется по следующим соотношениям:

$$R_T = \frac{C_T P}{k_{пер\ T}}; \quad (7)$$

$$R_{СК} = C_{СК} P \Delta t; \quad (8)$$

$$R_{Ф} = C_{Ф} P k_{иск}; \quad (9)$$

$$R_{ТП} = C_{ТП} P; \quad (10)$$

$$R_{ЕНЭ} = R_T + R_{СК} + R_{Ф}, \quad (11)$$

где R_T – стоимость сетевого трансформатора; C_T – удельная стоимость сетевого трансформатора, принята 30 дол/кВА (с учетом нетипового исполнения на напряжение $U_r/0,4$ кВ); $k_{пер\ T}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора, принят 2; $R_{СК}$ – стоимость СК; $C_{СК}$ – удельная стоимость СК, принята 50000 дол/кВт·ч; $R_{Ф}$ – стоимость пассивного фильтра при мощности обмена между ЕНЭ и сетью более 30 МВт; $C_{Ф}$ – удельная стоимость фильтра, принята 60 дол/кВАр; $k_{иск}$ – коэффициент искажений относительно мощности обмена, принят 0,5; $R_{ТП}$ – стоимость тиристорного преобразователя; $C_{ТП}$ – удельная стоимость тиристорного

преобразователя, принята 17 долл/кВ⁴; $R_{ЕНЭ}$ – суммарная стоимость ЕНЭ.

На основе выражений (7)–(11) была построена зависимость стоимости ЕНЭ от мощности обмена с сетью (рис. 4).

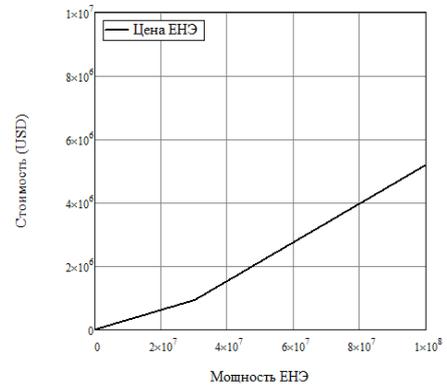


Рис. 4. Зависимость стоимости ЕНЭ от мощности обмена с сетью

Для нахождения оптимальной стоимости построены следующие графики (рис. 5): стоимости АСКМ ($R_{АСКМ}$ как функция от $P_{АСКМ}$), стоимости ЕНЭ ($R_{ЕНЭ}$ как функция от $P_{сумм} - P_{АСКМ}$), стоимости группы (R как функция от $P_{АСКМ}$).

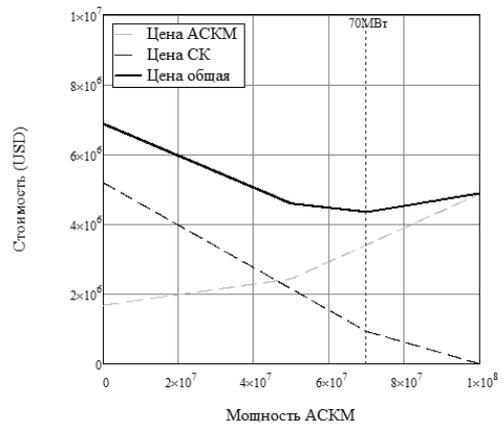


Рис. 5. График суммарной стоимости комплекса АСКМ СК на 100 МВт

⁴ Удельная стоимость определена на основе цены IGBT модуля 1,7 кВ, 3,8 кА типа FZ2400R17KF6C.

На основе полученных результатов принято следующее соотношение распределения мощности между накопителями в группе:

- мощность АСКМ $P_{АСКМ} = 35$ МВт (с учетом допустимой двукратной перегрузки⁵);
- мощность ЕНЭ $P_{ЕНЭ} = 30$ МВт.

При этом применение группы накопителей позволит снизить итоговую стоимость на 15 % (по сравнению с одиночным АСКМ мощностью 50 МВт).

Итоговые характеристики накопителей приведены в табл. 1, 2.

Таблица 1. Параметры АСКМ

Параметр	Значение
Полная мощность	$S_{ном} = 35$ МВА
Напряжение	$U = 20$ кВ
Активное сопротивление ОС	$r = 0,00143$ о.е.
Активное сопротивление ОР	$r_f = 0,000944$ о.е.
Индуктивное сопротивление рассеяния ОС	$x_\sigma = 0,06$ о.е.
Индуктивное сопротивление рассеяния ОР	$x_{f\sigma} = 0,08$ о.е.
Сопротивление взаимоиנדукции ОС, ОР, ненасыщенное	$x_a = 1,75$ о.е.
Полное индуктивное сопротивление ОС	$x = x_a + x_\sigma = 1,81$ о.е.
Полное индуктивное сопротивление ОР	$x_f = x_a + x_{f\sigma} = 1,83$ о.е.
Коэффициент магнитной связи	$\mu = \frac{x_a^2}{x \cdot x_f} = 0,925$ о.е.
Коэффициент рассеяния	$\sigma = 1 - \mu = 0,075$ о.е.
Переходное индуктивное сопротивление ОС	$x' = \sigma x = 0,137$ о.е.
Постоянная времени инерции АСКМ	$T_j = 6,51$ с
Максимальное скольжение	$s_{max} = 8\%$

Таблица 2. Параметры ЕНЭ

Параметр	Значение
Тип применяемого модуля	Maxwell BMOD0130
Емкость модуля	$C_{мод} = 130$ Ф
Напряжение ячейки	$V_{мод} = 56$ В
Внутреннее сопротивление	$R_{внт} = 8,1$ мОм
Параметры сборки	9 элементов параллельно
Напряжение сборки	$V = 500$ В
Емкость сборки	$C = 130$ Ф
Тип тиристоров	FZ2400R17KF6C_B2 (Infineon)
Мощность трансформатора связи	$S_{тр} = 15\ 000$ кВА
Напряжения трансформатора	$U_{нн} = 0,5$ кВ $U_{вн} = 20$ кВ

Моделирование. Для проведения моделирования в ПК Matlab была разработана ими-

тационная модель, структурная схема которой приведена рис. 6.

АСКМ и ЕНЭ подключены на шины генераторного напряжения. В доаварийном режиме АСКМ работает на холостом ходу, синхронный генератор работает в режиме выдачи активной и реактивной мощности. Емкостный накопитель энергии подключен через трехобмоточный сетевой трансформатор (с $U_{нн} = 0,5$ кВ) и две группы тиристорных преобразователей. Тиристорные преобразователи соединены по мостовой схеме с буферным вентилем в нулевом проводе. В качестве вентиля используются IGBT.

Управление мощностью обоих накопителей осуществляется с помощью системы управления группой накопителей (СУГН). СУГН на основе измерения изменения мощности синхронного генератора формирует управляющие воздействия:

- на систему возбуждения АСКМ – значения напряжения возбуждения по осям d, q ;
- на СИФУ – углы открытия фазных и буферных тиристоров обеих преобразовательных групп ЕНЭ.

В связи с тем, что расчетная мощность ЕНЭ не превышает 30 МВт, установка пассивного фильтра не требуется.

В момент КЗ СУГН формирует управляющие воздействия, описанные выше, увеличивая тормозной момент на валу синхронного генератора, предотвращая его разгон.

Также учитывается импульсная разгрузка турбины синхронного генератора (с учетом условий, описанных в [8]).

Описание используемых моделей. Синхронный генератор, АРВ СГ, а также нагрузка, трансформатор и линии представлены стандартными блоками из пакета SimPowerSystems. Уравнения, используемые для моделирования, приведены в [9].

Модель АСКМ сформирована на базе следующей системы дифференциальных уравнений [10]:

$$\begin{cases} -\bar{u} = j\bar{\Psi}, \\ \bar{u}'_f = \bar{e}_f + (p - js)T_f\bar{\Psi}'_f, \\ \bar{\Psi}'_f = (x - x')\bar{i} + \bar{e}_f, \\ \bar{\Psi} = \bar{\Psi}' + x\bar{i}, \\ T_j p s = M_R - M_\Omega, \\ M_\Omega = \text{Re } j(\bar{i} \cdot \bar{e}_f^*), \end{cases} \quad (12)$$

где \bar{u} – вектор напряжения на зажимах обмотки статора; \bar{u}'_f – вектор напряжения на зажимах обмотки ротора; $\bar{\Psi}$ – вектор потокосцепления обмотки статора; \bar{u}' – вектор напряжения обмотки ротора, выраженный в специальных единицах; \bar{e}_f – вектор, численно равный ЭДС e , наведенной током ротора в обмотке статора, и совпадающий по направлению с током ротора,

⁵ Согласно ГОСТ Р 53471-2009. Генераторы трехфазные синхронные мощностью свыше 100 кВт. Общие технические условия.

т.е. $\bar{e}_f = je$; \bar{e}_f^* – комплексно сопряженный вектор \bar{e}_f ; T_f – постоянная времени обмотки ротора при разомкнутой обмотке статора; x – индуктивное сопротивление обмотки статора; x' – переходное индуктивное сопротивление обмотки статора; T_j – электромеханическая постоянная времени; M_R – механический момент; M_Δ – электромеханический момент; s – скольжение; p – оператор дифференцирования.

Уравнения составлены с учетом стандартного допущения – неучет переходных процессов в обмотке статора.

Разработка системы управления. Предлагаемая система управления состоит из следующих блоков:

- пусковой орган;
- блок расчета мощности;
- блок расчета возбуждения АСКМ;
- блок расчета угла открытия тиристорov

ЕНЭ.

Пусковой орган мощности измеряет текущую мощность СГ. При фиксации резкого снижения мощности осуществляется определение величины сброса. Мощность сброса ориентировочно соответствует мощности, которую необходимо потребить группе накопителей (с учетом значения синхронизирующей мощности).

На основе величины сброса мощности осуществляется распределение загрузки между накопителями. Распределение основывается на следующем принципе: в связи с тем, что ЕНЭ является источником высокочастотных

помех (которые, тем не менее, не превышают допустимых), предлагается минимизировать его использование. Таким образом, если мощность сброса не превышает максимально допустимой загрузки АСКМ, компенсация всей мощности сброса ложится на АСКМ. В противном случае, при превышении мощности сброса максимальной допустимой загрузки, АСКМ загружается на уровень предельно допустимой мощности, оставшаяся мощность компенсируется ЕНЭ.

Применение данного подхода позволит снизить влияние ЕНЭ в части создания высокочастотных помех.

Кроме того, для улучшения динамических свойств системы регулирования при выявлении КЗ система регулирования переводится в режим форсировки на заданное время (не превышает 0,1 с). При этом АСКМ и ЕНЭ переводятся в режим максимальной мощности.

Предложенная система управления группой накопителей приведена на рис. 7.

Результаты моделирования и их анализ. Для оценки эффективности работы группы накопителей (АСКМ и ЕНЭ) совместно с разработанной системой управления был введен критерий оценки эффективности, так как существующие нормативные документы (см.: Методические указания по устойчивости энергосистем, 2003 г.) определяют лишь типы (интенсивность) возмущающих воздействий, что не дает возможности количественной оценки эффективности применения тех или иных средств.

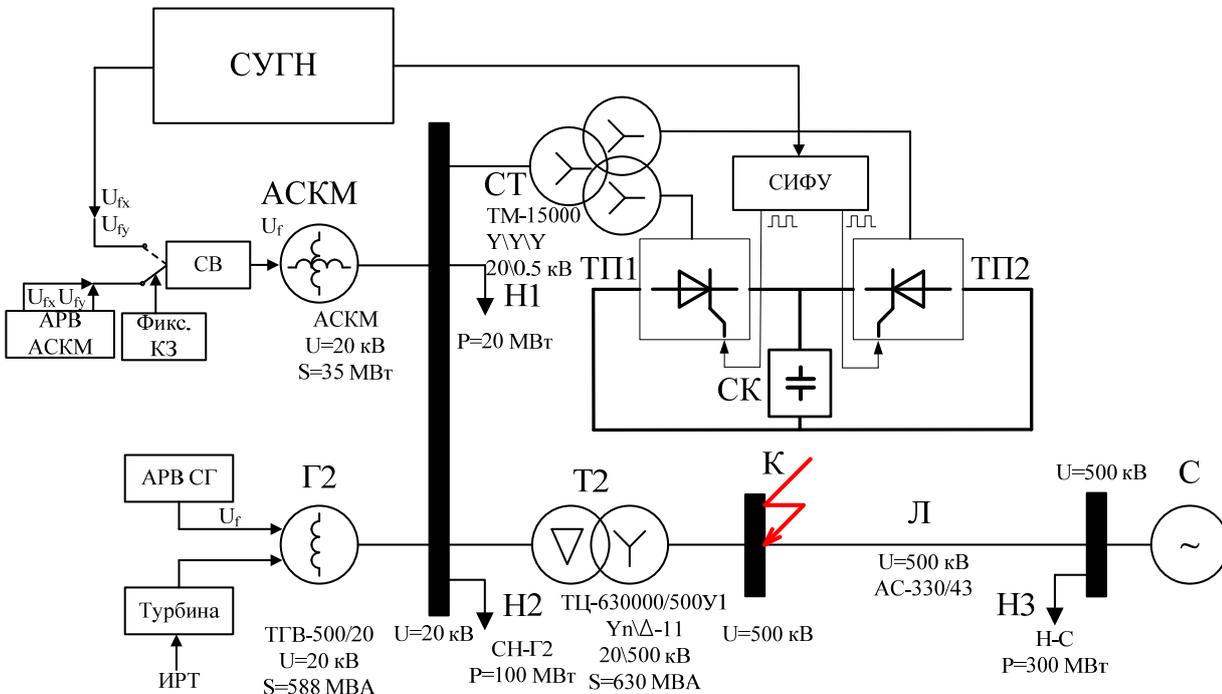


Рис. 6. Структурная схема имитационной модели

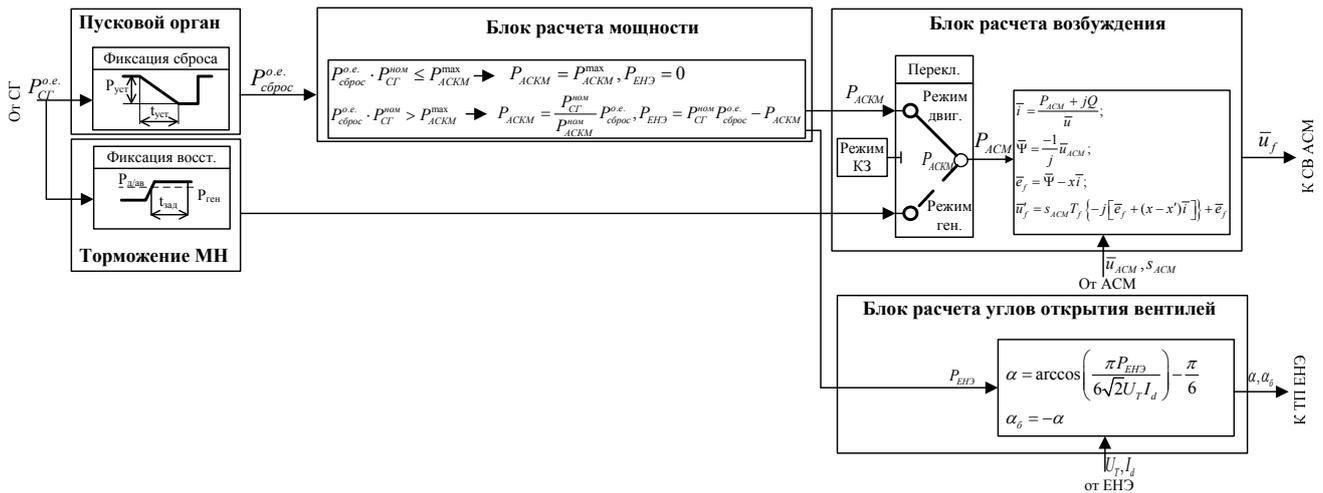


Рис. 7. Структурная схема системы управления группой накопителей

Наиболее информативным критерием оценки работы системы для поддержания динамической устойчивости является максимально допустимая длительность существования короткого замыкания, при которой сохраняется устойчивость генератора ($t_{КЗ}^{max}$), что позволяет ввести количественную оценку результатов.

В результате проведенных исследований установлено, что нарушение динамической устойчивости при работе генератора без средств поддержания динамической устойчивости происходит при $t_{КЗ}^{max} = 0,16$ с.

Очевидно, что полученное значение времени меньше минимального времени срабатывания устройства резервирования при отказе выключателя (УРОВ) 500 кВ (из опыта проектирования данное время составляет не менее 0,25–0,3 с). КЗ, сопровождающееся отказом выключателя, будет приводить к нарушению устойчивости. Более того, максимальное время КЗ равно расчетному времени КЗ в нормативных документах. Таким образом, единственным способом обеспечить динамическую устойчивость рассматриваемого генератора является ограничение максимальной мощности генерации.

Применение импульсной разгрузки до уровня активной мощности 50 % от номинальной должно увеличить максимальное время КЗ. Согласно результатам моделирования данного процесса, нарушение динамической устойчивости при работе генератора без АСКМ, но с импульсной разгрузкой происходит при $t_{КЗ}^{max} = 0,24$ с. Данное время также не позволяет работать станции без ограничения мощности из-за возможности нарушения динамической устойчивости при работе УРОВ. Столь низкий эффект от импульсной разгрузки объясняется задержкой закрытия регулирующих клапанов (из-за необходимости обеспечения нормативных технологических параметров энергоблока, в частности нормативного давления в главном паровом коллекторе). Время запаздывания

снижения мощности после подачи команды на разгрузку составляет около 500–700 мс, скорость восстановления мощности до исходной – 10–15 с [8]. Таким образом, импульсная разгрузка не позволяет сократить т.н. «площадку» ускорения, а может воздействовать только на увеличение площадки «торможения» [11].

Применение группы накопителей увеличивает максимальное время КЗ до $t_{КЗ}^{max} = 0,4$ с (рис. 8), что достигается путем управления мощностью, потребляемой накопителями (выходные сигналы системы управления, определяющие величину потребления мощности накопителями, приведены на рис. 9).

Анализ приведенных временных зависимостей показал, что СУГН правильно формирует сигналы в соответствии с заложенными принципами.

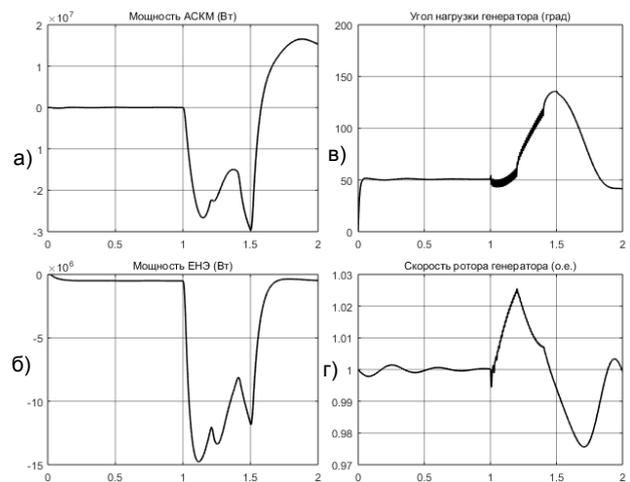


Рис. 8. Временные зависимости при работе группы накопителей: а – мощность АСКМ; б – мощность ЕНЭ; в – угол нагрузки СГ; г – скорость ротора СГ

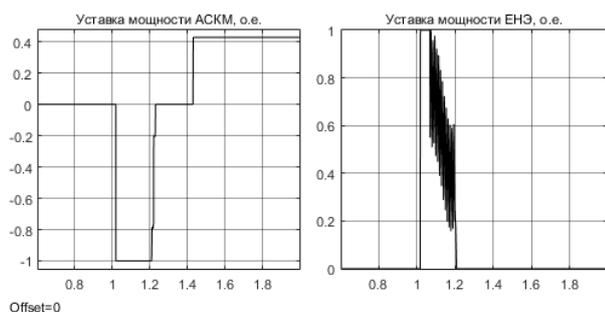


Рис. 9. Выходные сигналы системы управления (уставки накопителей)

Выводы. Выбрано оптимальное сочетание (маховиковый и емкостный) накопителей на основе минимизации стоимости группы накопителей.

Применение группы накопителей (СК и АСКМ) позволяет снизить суммарные затраты по сравнению с применением одиночного АСКМ на 15 %.

Разработанная система управления группой накопителей различного вида позволяет в автоматическом режиме распределять мощность между отдельными накопителями в группе.

Моделирование на разработанной схеме показало, что применение группы накопителей, работающей на шины генераторного напряжения, совместно с импульсной разгрузкой турбины позволяет значительно увеличить максимально допустимую длительность существования КЗ, при которой не нарушается динамическая устойчивость генератора.

Список литературы

1. **Глускин И.З., Иофьев Б.И.** Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Т. I. – М.: Знак, 2009. – 586 с.
2. **Накопитель** энергии как средство противоаварийного управления на примере сети электроснабжения о. Русский / А.Ю. Арестова, О.И. Горте, М.С. Хмелик и др. // Автоматизация IT в энергетике. – 2016. – № 5(82). – С. 15–22.
3. **Application** of flywheel energy storage to damp power system oscillation / Z. Chen, X. Zou, S. Duan, J. Wen // PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY. – 2011. – No. 3. – P. 333–337.
4. **Ефремов Д.Г., Глускин И.З.** Повышение динамической устойчивости электростанции с помощью накопителей электроэнергии // Электричество. – 2016. – № 12. – С. 20–27.
5. **Вольдек А.И.** Электрические машины. – 3-е изд. – Л.: Энергия, 1978. – 832 с.
6. **Ефремов Д.Г., Глускин И.З.** Управление маховиковым накопителем с целью повышения динамической устойчивости станции // Релейная защита и автоматизация. – 2017. – № 02. – С. 18–26.
7. **Мониторинг** показателей качества электрической энергии в системах электроснабжения горных предприятий / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Н.М. Кузнецов, А.С. Семенов. – М.: Академия Естествознания, 2013. – 142 с.

8. **Внедрение** режима импульсной разгрузки турбогенератора на энергоблоке № 2 Ростовской атомной станции / Б.В. Доровских, В.П. Дерий, В.В. Люльчак и др. // Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР: материалы конф. (17–20 мая 2011 г.). – Подольск, 2011.

9. **Черных В.И.** Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс, 2008. – 288 с.

10. **Шакарян Ю.Г.** Асинхронизированные синхронные машины. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 192 с.

11. **Филипчик Ю.Д.** Оценка эффективности импульсной разгрузки турбин энергоблоков АЭС для повышения динамической устойчивости // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2012. – № 3. – С. 40–43.

References

1. Glouskin, I.Z., Iofyev, B.I. *Protivoavariynaya avtomatika v energosistemakh. T. I* [Automatic emergency control system in power systems. Vol. I]. Moscow, Znak, 2009. 586 p.
2. Arestova, A.Yu., Gorte, O.I., Khmelik, M.S., Kiryanova, N.G., Grobovoi, A.A. *Avtomatizatsiya IT v energetike*, 2016, no. 5(82), pp. 15–22.
3. Chen, Z., Zou, X., Duan, S., Wen, J., Cheng, S. Application of flywheel energy storage to damp power system oscillation. PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY, 2011, no. 3, pp. 333–337.
4. Efremov, D.G., Glouskin, I.Z. *Elektrichestvo*, 2016, no. 12, pp. 20–27.
5. Voldek, A.I. *Elektricheskie mashiny* [Electric machines]. Leningrad, Energiya, 1978. 832 p.
6. Efremov, D.G., Gluskin, I.Z. *Releynaya zashchita i avtomatizatsiya*, 2017, no. 02, pp. 18–26.
7. Kartashev, I.I., Tulskey, V.N., Kuznetsov, N.M., Semenov, A.S. *Monitoring pokazateley kachestva elektricheskoy energii v sistemakh elektrosnabzheniya gornyykh predpriyatiy* [Monitoring of electric power quality in power supply systems of mining enterprises]. Moscow, Akademiya Estestvoznaniya, 2013. 142 p.
8. Dorovskikh, B.V., Dery, V.P., Lyulchak, V.V., etc. *Vnedrenie rezhima impul'snoy razgruzki turbogeneratora na energobloke № 2 Rostovskoy atomnoy stantsii* [Implementation of turbogenerator pulse load dump mode at Power generating unit No. 2 of Rostov nuclear power plant]. Obespechenie bezopasnosti AES s VVER – materialu konferentsii (17–20 Maya 2011) [Ensuring security of nuclear power plants with PWRs – materials of conference (May, 17–20, 2011)]. Podolsk, 2011.
9. Chernykh, V.I. *Modelirovanie elektrotekhnicheskikh ustroystv v MATLAB, SimPowerSystems i Simulink* [Modelling of electrical devices in MATLAB, SimPowerSystems and Simulink]. Moscow, DMK Press, 2008. 288 p.
10. Shakaryan, Yu.G. *Asinkhronizirovannyye sinkhronnyye mashiny* [Asynchronized synchronous machines]. Moscow, Energoatomizdat, 1984. 192 p.
11. Filipchik, Yu.D. *Energetika. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy i energeticheskikh ob'edineniy SNG*, 2012, no. 3, pp. 40–43.

Ефремов Дмитрий Геннадьевич,

АО «РАСУ»; ФГБОУВО «Национальный исследовательский университет “МЭИ”»,
главный специалист отдела противоаварийной и системной автоматики; аспирант кафедры релейной защиты и
автоматизации энергосистем,
телефон +7(919)962-28-20,
e-mail: d.g.efremov@yandex.ru

Efremov Dmitry Gennadyevich,

JSC «RACS»; National Research University «Moscow Power Engineering Institute»,
Chief Specialist of the Department of Emergency and Power System Automatic Control; Post-graduate Student of the
Department of Relay Protection and Automation of Energy Systems,
tel. +7(919)962-28-20,
e-mail: d.g.efremov@yandex.ru

Глускин Игорь Захарович,

ФГБОУВО «Национальный исследовательский университет “МЭИ”»,
доктор технических наук, профессор кафедры релейной защиты и автоматизации энергосистем.

Glouskin Igor Zakharovich,

National Research University «Moscow Power Engineering Institute»,
Doctor of Engineering Sciences (Postdoctoral degree), Professor of the Department.