

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«**СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**»
Саяно-Шушенский филиал

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2022 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**ВОЗМОЖНОСТЬ УЧАСТИЯ В НОРМИРОВАННОМ ПЕРВИЧНОМ
РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ НОВОЙ МАЙНСКОЙ ГЭС**

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
13.04.02.06 Гидроэлектростанции

Руководитель	_____	канд.техн.наук, и.о. зав. кафедрой ГГЭЭС, <u>Саяно-Шушенского филиала</u>	<u>А.А. Ачитаев</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____	зам. главного инженера по технической части филиала ПАО «РусГидро» – «Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного»	<u>К.А. Карпов</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Рецензент	_____	<u>им. П.С. Непорожного»</u>	<u>Д.Ю. Рыбалко</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	_____		<u>К.П. Синельникова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

АННОТАЦИЯ

К магистерской диссертации Карпова Кирилла Андреевича, студента 2 курса магистратуры Саяно-Шушенского филиала Сибирского федерального университета на тему «Возможность участия в нормированном первичном регулировании частоты новой Майнской ГЭС».

Объем диссертации составляет 75 страниц, содержит 86 иллюстраций и 13 таблиц.

Объектом исследования при написании работы стали гидроагрегаты Майнской ГЭС.

Целью работы является оценка возможности участия в нормированном первичном регулировании частоты гидроагрегатов Майнской ГЭС установленных после реконструкции.

Актуальность данной работы заключается в разработке методики оценки возможности участия гидроэлектростанции в нормированном первичном регулировании частоты.

Ключевые слова: моделирование, гидроагрегат, эффективность, короткое замыкание, регулирование, нагрузка.

АВТОРЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на тему «возможность участия в нормированном первичном регулировании частоты новой Майнской ГЭС»

Цель работы:

Оценить может ли Майнская ГЭС участвовать в нормированном первичном регулировании частоты.

Задачи, решаемые в ходе выполнения работы:

1. Сделать анализ нового оборудования.
2. Создание модели в программном комплексе Matlab Simulink.
3. Задание параметров модели исходя из нормативной документации Майнской ГЭС.
4. Моделирование нормативных и не нормативных возмущений во время работы гидроагрегата.
5. Сделать выводы.

Объем диссертации составляет 75 страниц, содержит 86 иллюстраций и 13 таблиц.

Основное содержание работы:

Первая глава посвящена сравнительному анализу оборудования, которое было установлено до реконструкции и после.

Во второй главе рассматривается модель гидротурбины. Производится представление гидроагрегата как математической модели.

Третья глава представляет собой непосредственно результаты моделирования.

ABSTRACT

Final qualifying work on the topic "the possibility of participation in the normalized primary frequency regulation of the new Main HPP"

Objective:

To assess whether the Main HPP can participate in the normalized primary frequency regulation.

Tasks to be solved during the execution of the work:

1. Make an analysis of the new equipment.
2. Creating a model in the Matlab Simulink software package.
3. Setting the model parameters based on the regulatory documentation of the Main HPP.
4. Modeling of normative and non-normative disturbances during operation of the hydraulic unit.
5. Draw conclusions.

The volume of the dissertation is 75 pages, contains 86 illustrations and 13 tables.

The main content of the work:

The first chapter is devoted to a comparative analysis of the equipment that was installed before the reconstruction and after.

The second chapter discusses the model of a hydro turbine. The hydroelectric unit is presented as a mathematical model.

The third chapter presents the simulation results directly.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Объект исследования.....	10
1.1 Основные технические данные гидротурбин.....	10
1.1.1 Сравнение гидротурбин ПЛ20 (811а- В-1000) и ПЛ-20-В-1000.....	10
1.2 Рабочие механизмы турбин и их характеристика.....	11
1.2.1 Рабочее колесо.....	11
1.2.2 Вал турбины.....	12
1.2.3 Направляющий подшипник турбины.....	13
1.2.4 Направляющий аппарат.....	14
1.2.5 Маслонапорная установка.....	16
1.3 Основные технические данные гидрогенератора.....	17
1.3.1 Гидрогенератор.....	18
1.3.2 Подпятник гидрогенератора.....	18
1.3.3 Направляющий подшипник генератора.....	20
1.3.4 Система торможения и подъёма ротора.....	21
1.4 Основные технические данные трансформатора.....	23
2 Модель гидроэлектростанции.....	25
2.1 Требования к нормированному первичному регулированию частоты... 28	
2.1.1 Методика проверки соответствия гидроагрегатов ГЭС (ГАЭС) требованиям, предъявляемых к ним для участия в НПРЧ.....	29
3 Результаты моделирования.....	31
3.1 Результаты при набросе активной мощности 10 МВт.....	31
3.2 Результаты при набросе активной мощности 20 МВт.....	33
3.3 Результаты при набросе активной мощности 30 МВт.....	37
3.4 Результаты при набросе активной мощности 40 МВт.....	39
3.5 Результаты при набросе активной мощности 50 МВт.....	43
3.6 Результаты при набросе активной мощности 60 МВт.....	45
3.7 Результаты при набросе активной мощности 70 МВт.....	49

3.8	Результаты при набросе активной мощности 80 МВт.....	51
3.9	Результаты при набросе активной мощности 90 МВт.....	55
3.10	Результаты при набросе активной мощности 100 МВт.....	57
3.11	Результаты при набросе активной мощности 107 МВт.....	61
3.12	Короткое замыкание ближнего резервирования длительность КЗ 30.1 – 30.2 мощность нагрузки 107 МВт время 30-31 с.	64
3.13	Короткое замыкание дальнего резервирования длительность КЗ 30.1 – 30.2 мощность нагрузки 107 МВт время 30-31 с.	67
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	73
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	74

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика является основой технологического прогресса и народного хозяйства, поэтому высокие темпы развития страны всегда сопровождаются высокими темпами развития энергетики. Чтобы удовлетворить растущий спрос в энергии страны, в настоящее время в электроэнергетике России идет этап крупномасштабной реструктуризации отрасли. Основа реформирования электроэнергетики заключается в повышении эффективности производства электроэнергии, привлечении дополнительных инвестиций в электроэнергетику, строительстве новых и модернизация существующих мощностей, развитии конкуренции между производителями электрической энергии, сокращении неэффективных расходов и др.

Гидроэнергетика является возобновляемым источником электроэнергии и увеличение доли выработки чистой энергии становится особенно актуально в последнее время, когда возможно развитие программ субсидирования зеленой энергетики, штрафов и дополнительного налогообложения за грязную энергию.

РусГидро реализует Программу комплексной модернизации гидрогенерирующих объектов, в рамках которой запланирована замена половины парка турбин, генераторов и трансформаторов ГЭС и ГАЭС РусГидро. Столь масштабная программа обновления устаревшего и изношенного оборудования для отечественной энергетики уникальна и беспрецедентна. Ее особенность — ориентация не на точечную замену отдельных узлов и агрегатов, а на комплексную модернизацию генерирующих объектов как единых технологических комплексов, с заменой или реконструкцией основного и вспомогательного оборудования, общестанционных систем, гидротехнических сооружений.

Текущие проекты Программы комплексной модернизации:

- Реконструкция гидроагрегатов на Чебоксарской ГЭС (перевод рабочих колес турбин в поворотно-лопастной режим, замена статоров генераторов), Волжской, Воткинской, Нижегородской, Майнской и Рыбинской

ГЭС (замена турбин и генераторов), Саратовской ГЭС (замена турбин). По результатам испытаний модернизированного оборудования будут приняты решения о повышении мощности гидроагрегатов и их перемаркировке.

- Замена гидромеханического оборудования (затворов водосбросной плотины, сороудерживающих решеток) на Каскаде Верхневолжских ГЭС, Камской, Жигулевской ГЭС и др.

- Реконструкция электротехнического оборудования (в том числе распределительных устройств) в большинстве филиалов компании, наиболее масштабные работы ведутся на станциях Каскада Кубанских ГЭС и Волжской ГЭС (внедрение КРУЭ), Новосибирской и Чиркейской ГЭС (реконструкция ОРУ).

- Реконструкция бетона гидротехнических сооружений на Новосибирской, Нижегородской, Саратовской ГЭС.

- Реконструкция Эзминской ГЭС, Сенгилеевской ГЭС и Кубанской ГАЭС с полной заменой всего устаревшего оборудования и ремонтом гидротехнических сооружений.

Гидроагрегаты Майнской ГЭС были введены в эксплуатацию более 30 лет назад. Они отработали нормативный срок службы и достигли высокой степени износа. Проект реконструкции включает в себя полную замену основного генерирующего оборудования (трех гидротурбин, гидрогенераторов и силовых трансформаторов), а также замену вспомогательных систем пневматического и масляного хозяйства, технического водоснабжения. Реализация проекта позволит, в первую очередь, заменить физически и морально устаревшее оборудование, которое было введено в работу в 1984-1985 гг. Реконструкция повысит безопасность эксплуатации гидроузла и снизит ежегодные холостые сбросы водных ресурсов. Кроме этого, в результате обновления основного и вспомогательного оборудования Майнской ГЭС предполагается увеличение располагаемой мощности и, соответственно,

Окончание таблицы 1.9

Тип гидрогенератора	СВ 1490/170-96УХЛ4	СВ 1500/152-104 УХЛ4
Максимальная температура входящей воды	+16 ⁰ С	+16 ⁰ С
Максимальное рабочее давление воды	4,0	3,5
Общий расход воды через маслоохладитель, м ³ /ч	38	36

Из таблицы 1.9 можно сделать вывод, что в конструкции подпятника изменилось число сегментов, число маслоохладителей, максимальное рабочее давление воды, общий расход воды через маслоохладитель и расчетная нагрузка на подпятник.

1.3.3 Направляющий подшипник генератора

Направляющий подшипник генератора (ГП) воспринимает радиальную нагрузку от механического и электрического дисбаланса ротора и отклонения линии вала от оси вращения.

В радиальном направлении сегменты опираются на сферическую поверхность винтовых регулируемых опор, снизу они поддерживаются изоляционным кольцом. Поверхность трения сегментов облицована фторопластом.

Подшипник допускает:

- работу в течении 15 минут при отсутствии подачи воды в маслоохладители при нормальной рабочей температуре сегментов;
- пуск сразу же после остановки агрегата;
- остановку агрегата на выбеге без торможения.

Анализ направляющих подшипников представлено в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Анализ направляющих подшипников

Тип гидрогенератора	СВ 1490/170-96УХЛ4	СВ 1500/152-104 УХЛ4
Тип подшипника	сегментный на жесткой винтовой опоре	сегментный на жесткой винтовой опоре
Тип сегмента	с эластичным металлопластмассовым покрытием	с эластичным металлопластмассовым покрытием
Число сегментов	12	12
Система охлаждения	проточной технической водой через U-образные трубчатые охладители.	проточной технической водой через U-образные трубчатые охладители.
Объем масла в ванне, м ³	2	2
Технические данные секции маслоохладителя генераторного подшипника		
Тип	кольцевой	кольцевой
Количество секций	6	6
Максимальная температура входящей воды, °С	+16	+16
Рабочее давление воды, кгс/см ²	3,4	3,5
Общий расход воды через маслоохладитель, м ³ /ч	35	15
Тип масла	Тп-30	Shell turbo oil T-46

Из таблицы 1.10 видно, что направляющий подшипник генератора почти не изменился.

1.3.4 Система торможения и подъема ротора

Для торможения ротора при остановках и для подъема его при ремонтах гидрогенератор снабжен тормозами - домкратами. Тормоза имеют гайки с трехходовым винтовым подъемом для удержания поднятого ротора. Торможение автоматическое, схема предусматривает возможность ручного торможения.

Система торможения и подъема ротора. Для торможения гидроагрегата во время останова генератор снабжен системой механического торможения с подачей сжатого воздуха в тормоза - домкраты. Тормоза - домкраты используются и для подъема ротора при ремонтах гидрогенератор; для чего на остановленном агрегате в напорный трубопровод подается масло давлением не

более 10 МПа. Тормоза имеют гайки с трехходовым винтовым подъемом для удержания поднятого ротора.

Торможение автоматическое, схема предусматривает возможность ручного торможения.

Система механического торможения включает в себя:

- комплект из 36 тормозов-домкратов;
- трубопровод высокого давления для подачи масла/воздуха;
- дренажный трубопровод;
- бесконтактные датчики положения тормозных колодок, обеспечивающие возможность индивидуального контроля положения тормозных колодок в САУ ГА;
- шкаф управления с необходимыми устройствами для автоматического и ручного управления системой механического торможения;
- станция гидравлическая.

Стационарная гидравлическая станция (одна на каждый генератор), которая включает в себя:

- привод с двигателем переменного тока;
- насос;
- масляный бак;
- фильтры для очистки масла.

Анализ систем торможения подъёма ротора представлено в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Анализ системы торможения и подъёма ротора

Тип гидрогенератора	СВ 1490/170-96УХЛ4	СВ 1500/152-104 УХЛ4
Число тормозов	36	36
Давление воздуха при торможении, кгс/см ²	7	6
Частота вращения генератора перед началом торможения, об/мин (%)	9,375 (15)	8,7 (15)
Расход воздуха при торможении, л/с	5	5
Давление масла при подъеме ротора, кгс/см ²	100	102
Высота подъёма ротора на тормозах, мм	-	20

Из таблицы 1.11 видно, что число тормозов системы торможения и подъема ротора осталось прежним, но все элементы системы полностью заменены на новые так же, как и все остальное оборудование.

1.4 Основные технические данные трансформатора

Трансформатор – статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанных обмоток и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока.

Силовой трансформатор – трансформатор, предназначенный для преобразования электрической энергии в электрических сетях и в установках, предназначенных для приема и использования электрической энергии.

Основными компонентами трансформатора являются:

- активная часть;
- бак (заполненный трансформаторным маслом) с крышкой;
- устройство регулирования напряжения;
- вводы;
- расширитель;
- система охлаждения;
- термосифонный/адсорбционный фильтр;
- защитные и измерительные устройства.

Анализ трансформаторов представлено в таблице 1.12

Таблица 1.12 – Анализ трансформаторов

	ТДЦ -125000/220-71 У1	ТДЦ -125000/220-УХЛ1
Наименование параметра	Значение	Значение
Условное обозначение схемы и группы соединения обмоток	Y _H /D-11	Y _H /D-11
Номинальная частота, Гц	50	50
Номинальные мощности обмоток трансформатора, кВА	125000	125000
Номинальные напряжения обмоток трансформатора на основном ответвлении, кВ	ВН – 242 НН – 13,8	ВН – 242 НН – 13,8
Номинальные токи обмоток трансформатора на основном ответвлении, А	-	ВН – 298,2 НН – 5229,6
Расчетная тепловая постоянная времени, ч	-	3,2

Замена трансформатора обусловлена тем, что оборудование отработало свой срок службы.

2 Модель гидроэлектростанции

Обзор моделирования гидроэлектростанции проводится с помощью модели гидравлической турбины, разработанной рабочей группой IEEE, под программное обеспечение для моделирования Matlab. Сначала описывается модель, а затем модифицируется и моделируется. Блок гидравлической турбины и регулятора реализует нелинейную модель гидравлической турбины, систему ПИД-регулятора и сервомотор, как представлено на рисунке 2.1.

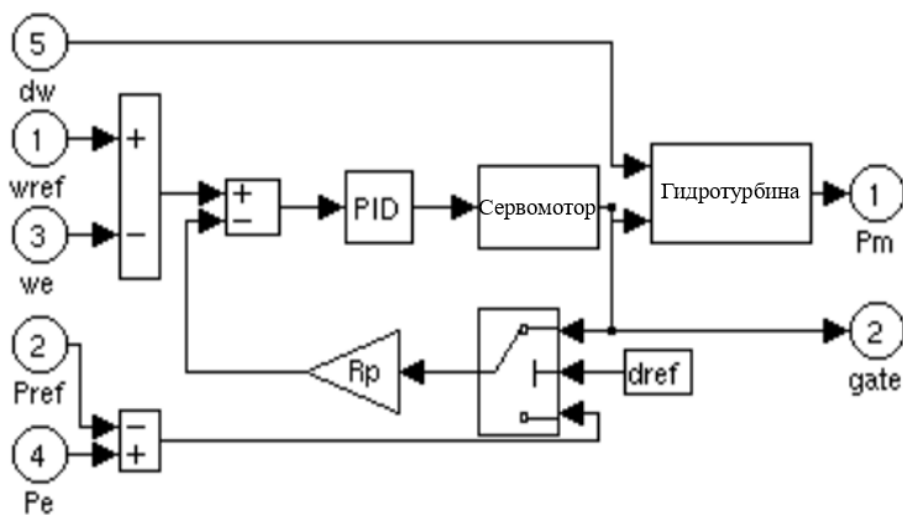


Рисунок 2.1 – Типовая модель гидроэлектростанции

Гидравлическая турбина моделируется нелинейной системой, представленной на рисунке 2.2

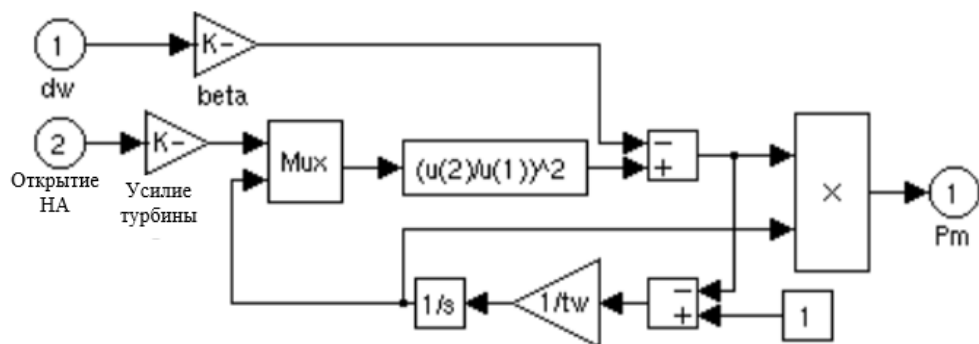


Рисунок 2.2 – Нелинейная модель гидравлической турбины

Сервомотор направляющего аппарата моделируется системой второго порядка, показанной на рисунке 2.3.

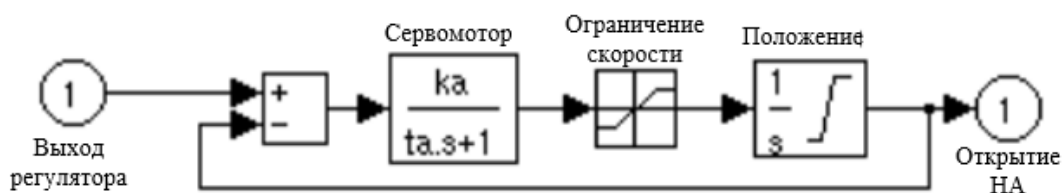
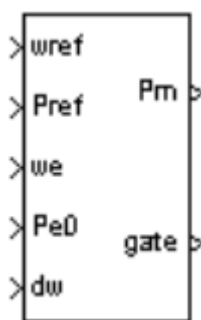


Рисунок 2.3 – Модель сервомотора направляющего аппарата

Краткое описание входных/выходных данных гидравлической модели показано на рисунке 2.4.



w_{ref} – эталонная скорость, в о.е.; P_{ref} – эталонная механическая мощность в о.е.; w_e – текущая скорость машины в о.е.; P_{e0} – Электрическая мощность машины в о.е. Этот вход можно оставить неподключенным, если положение направляющего аппарата используется в качестве входного сигнала для контура обратной связи вместо отклонения мощности; dw – Отклонение скорости, в о.е.; P_m – Механическая мощность для синхронной машины в о.е.; $gate$ – открытие направляющего аппарата, о.е.

Рисунок 2.4 – Обобщенная модель гидравлической турбины
Matlab/Simulink

С учетом всех компонентов, описанных ранее на рисунках 2.1, 2.2 и 2.3, конечная модель на рисунке 2.5 построена и смоделирована в Matlab/Simulink. Модель состоит из синхронной машины, связанной с гидротурбиной и

регулятором, и блоков системы возбуждения. Эта модель взята из предметов Matlab и модифицирована, чтобы рассмотреть режимы работы гидроэлектростанции. Модель состоит из трехфазного генератора мощностью 107 МВА, 13,8 кВ с номинальной частотой вращения 55,7 об/мин, который подключен к сети 220 кВ через трансформатор Yн/D-11 мощностью 125 МВА.

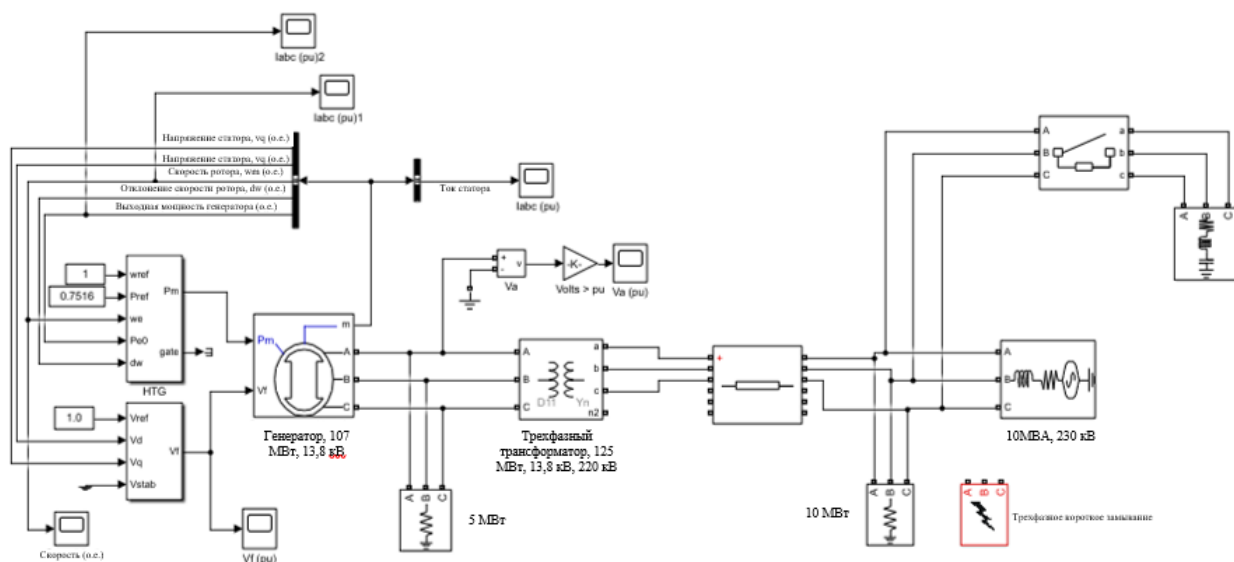


Рисунок 2.5 – Общая модель гидроэлектростанции в программном обеспечении Matlab

Блок гидротурбины, описанный выше, представлен на рисунке 2.5 для выработки механической энергии, приводящей в действие синхронный генератор. Кроме того, блок системы возбуждения используется для генерации напряжения возбуждения, которое питает синхронный генератор. Системы обратной связи используются с помощью ПИД-регуляторов для регулирования как генерируемого напряжения возбуждения, так и механической мощности, вырабатываемой турбиной. Выходной сигнал генератора, который изначально имеет напряжение 13,8 кВ подается на повышающий силовой трансформатор, который подключен к сети 220 кВ линии электропередачи. Кроме того, в конце добавляется нагрузка мощностью 107 МВт с блоком моделирования сбоев.

После всех этих настроек система была смоделирована и полученные результаты представлены в следующей части.

2.1 Требования к нормированному первичному регулированию частоты

Нормированное первичное регулирование частоты – первичное регулирование, осуществляемое выделенными электростанциями, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования, обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными для НПРЧ параметрами первичного регулирования.

В договоре на участие в НПРЧ определяются плановые нагрузки и значение первичного резерва, которые могут быть размещены и реализованы с требуемыми характеристиками НПРЧ для электростанции.

Заданный первичный резерв ЕЭС распределяется Системным оператором между выделенными для участия в НПРЧ электростанциями.

Каждой электростанции задаются:

- величина первичного резерва на загрузку и разгрузку;
- величина мертвой полосы системы первичного регулирования (Максимальная величина отклонения частоты от номинального значения, при котором не требуется изменение мощности генератора);
- величина отклонения частоты полной мобилизации резерв, либо соответствующая ей величина статизма системы первичного регулирования электростанции.

Остальные постоянные характеристики НПРЧ определяются договором, а плановая мощность – диспетчерскими графиками.

Первичный резерв должен предусматриваться в суточных графиках нагрузки электростанций, выделяемых для нормированного первичного регулирования.

2.1.1 Методика проверки соответствия гидроагрегатов ГЭС (ГАЭС) требованиям, предъявляемым к ним для участия в НПРЧ

1. Сертификационные испытания гидроагрегата на соответствие требованиям стандарта организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.140.001-2014 «Нормы участия гидроагрегатов гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций в нормированном первичном регулировании частоты» (далее – Стандарт).

2. Проверка участия гидроагрегата в НПРЧ должна производиться путем имитации отклонений частоты в САУ ГА и ГРАМ параллельно с действующим трактом общего первичного регулирования частоты (ОПРЧ).

3. Во время проведения сертификационных испытаний должно сохраняться участие гидроагрегата в ОПРЧ.

4. При проведении сертификационных испытаний гидроагрегата на соответствие требованиям Стандарта динамика изменения первичной мощности гидроагрегата при максимальной требуемой первичной мощности $\Delta P_{\text{П}} = 7 \% P_{\text{ном}}$ должна быть не хуже: $3,5 \% P_{\text{ном}}$ – за 10 секунд, $7 \% P_{\text{ном}}$ – за 30 секунд. Задержка начала изменения мощности гидроагрегата в требуемом направлении не должна превышать 5 секунд. Допустимая область изменения первичной мощности гидроагрегата представлена на рисунке 2.6.

5. Сертификационные испытания гидроагрегата на соответствие требованиям Стандарта должны проводиться для зон разрешенной работы гидроагрегата, соответствующих напору не менее расчетного (номинального).

6. Во время сертификационных испытаний не должны выполняться какие-либо работы в САУ ГА или ГРАМ, которые могут повлиять на результаты испытаний или нарушать их проведение. Не разрешается проводить изменений структуры или параметров САУ ГА и ГРАМ, если это не предусмотрено методикой испытаний. Все штатные системы автоматического регулирования, технологических защит и автоматики гидроагрегата должны быть введены в работу.

7. Во время сертификационных испытаний технологические параметры гидроагрегата не должны выходить за допустимые пределы, определенные действующими руководящими документами по эксплуатации.

8. В случае возникновения условий для участия гидроагрегата ГЭС (ГАЭС) в ОПРЧ и противоаварийном управлении испытания должны быть приостановлены. Возобновление испытаний допускается только с разрешения диспетчерского персонала ОАО «СО ЕЭС».

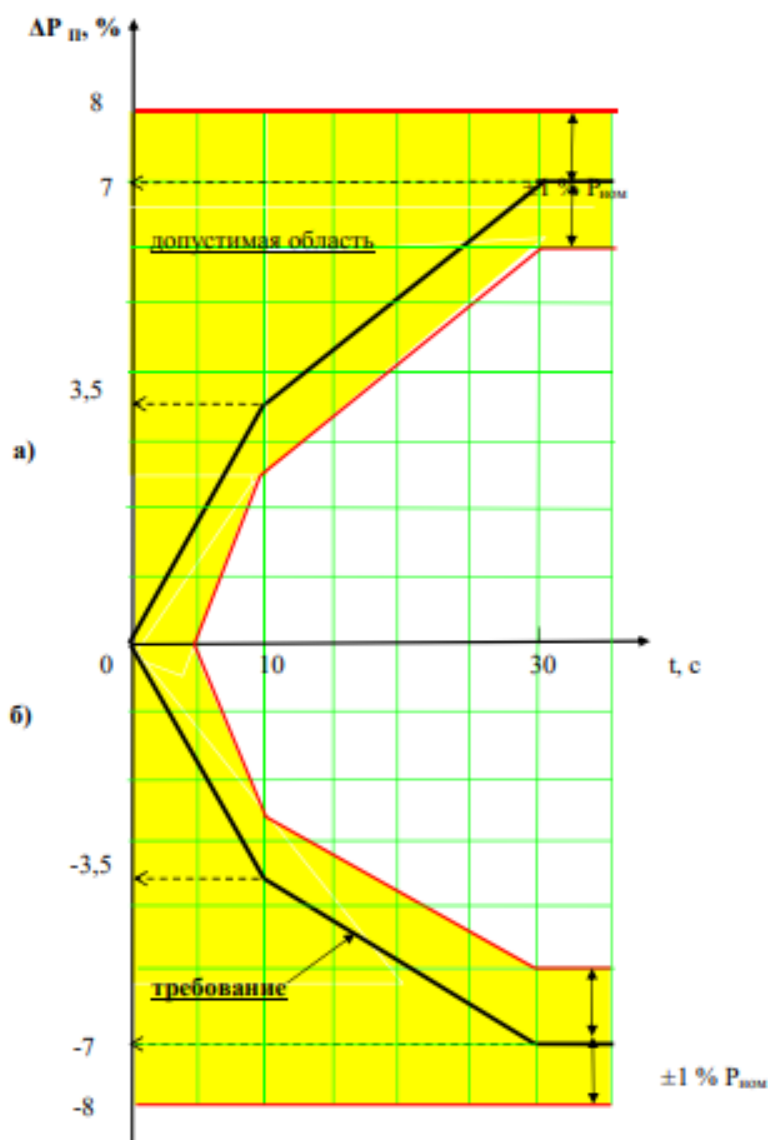


Рисунок 2.6 – Допустимая область изменения первичной мощности гидроагрегата при $\Delta P_{\text{п}} = \pm 7\% P_{\text{ном}}$ при скачкообразном снижении (а) и повышении (б) частоты

3 Результаты моделирования

3.1 Результаты при набросе активной мощности 10 МВт

Осциллограммы изменения тока статора представлены на рисунках 3.1 – 3.2.

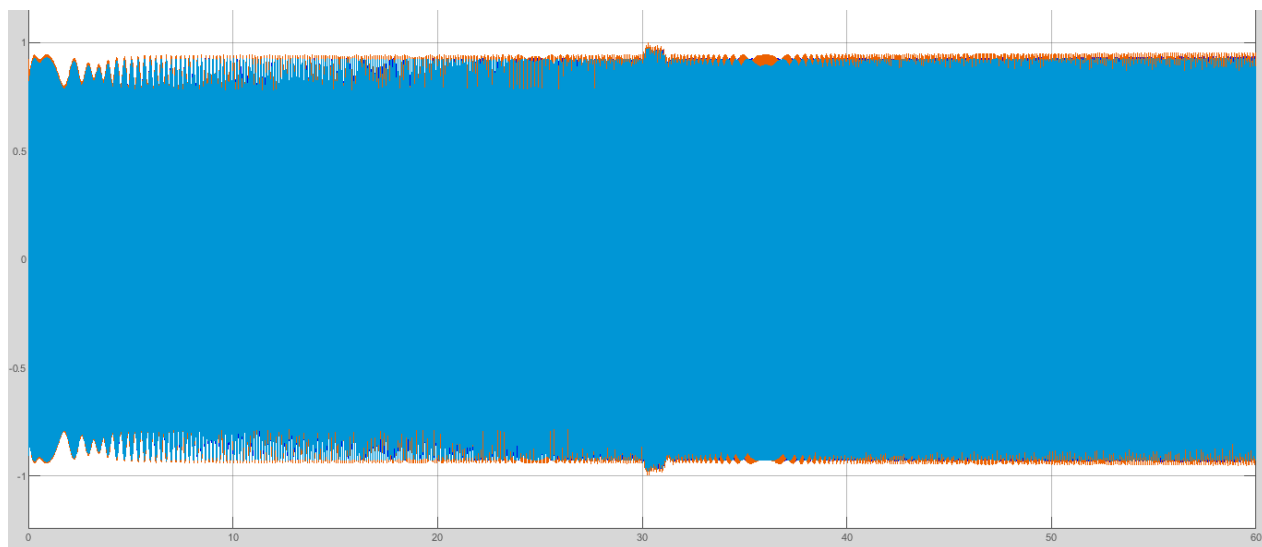


Рисунок 3.1 – Осциллограмма тока статора

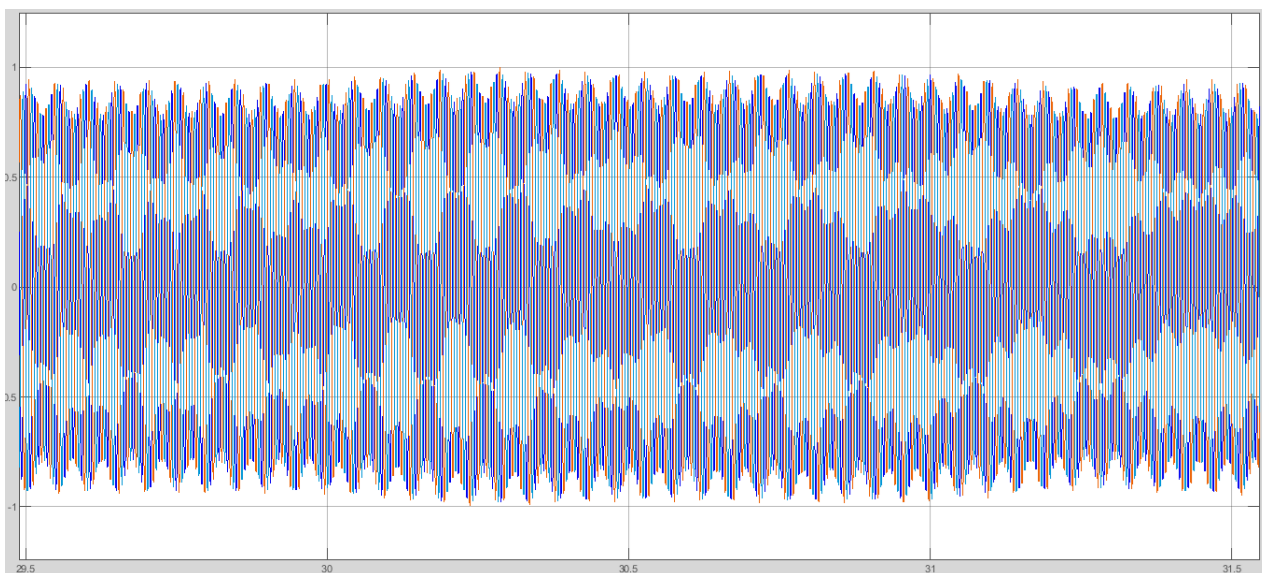


Рисунок 3.2 – Осциллограмма тока статора

Осциллограммы изменения напряжения возбуждения представлены на рисунках 3.3 – 3.4.

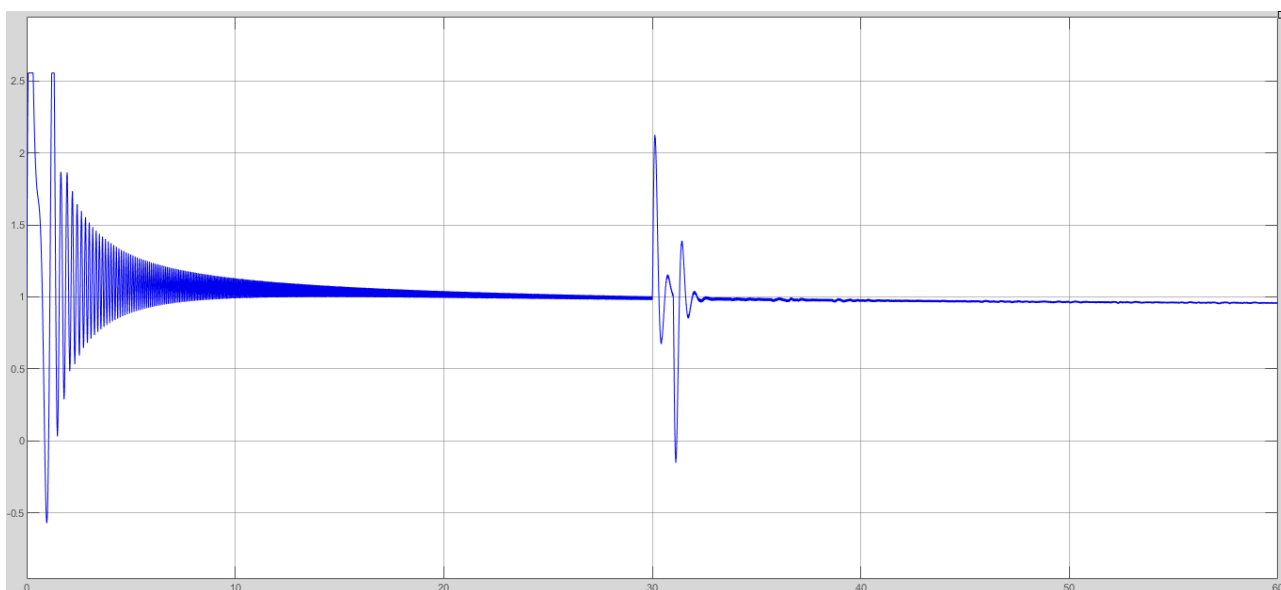


Рисунок 3.3 – Осциллограмма напряжения возбуждения

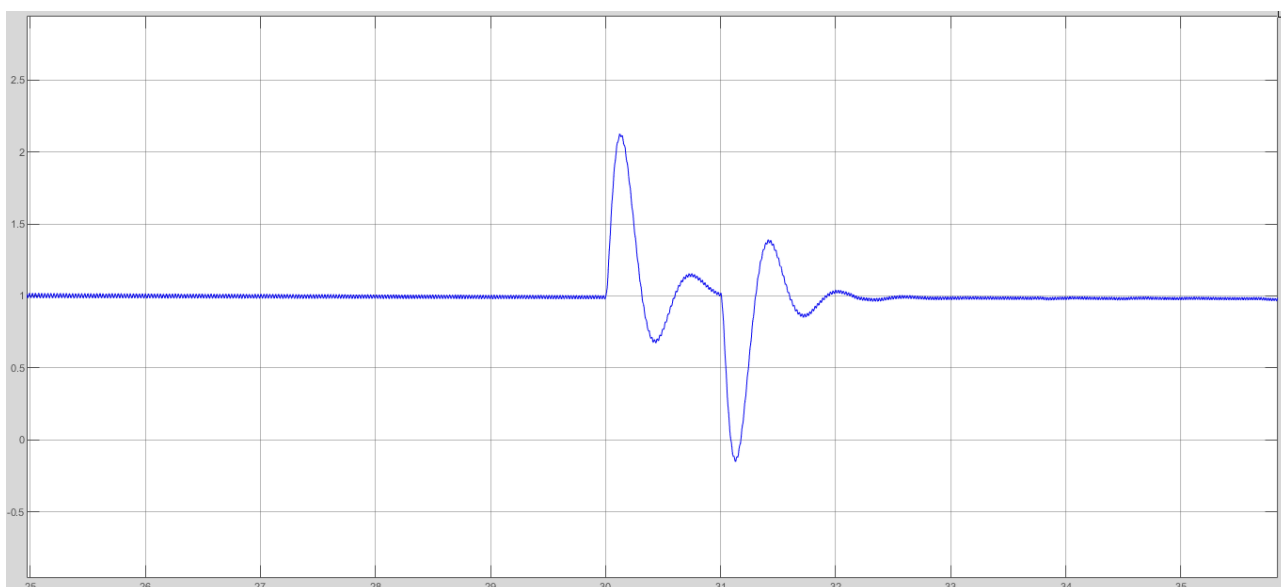


Рисунок 3.4 – Осциллограмма напряжения возбуждения

Осциллограммы изменения выходной мощности генератора представлены на рисунках 3.5 – 3.6.

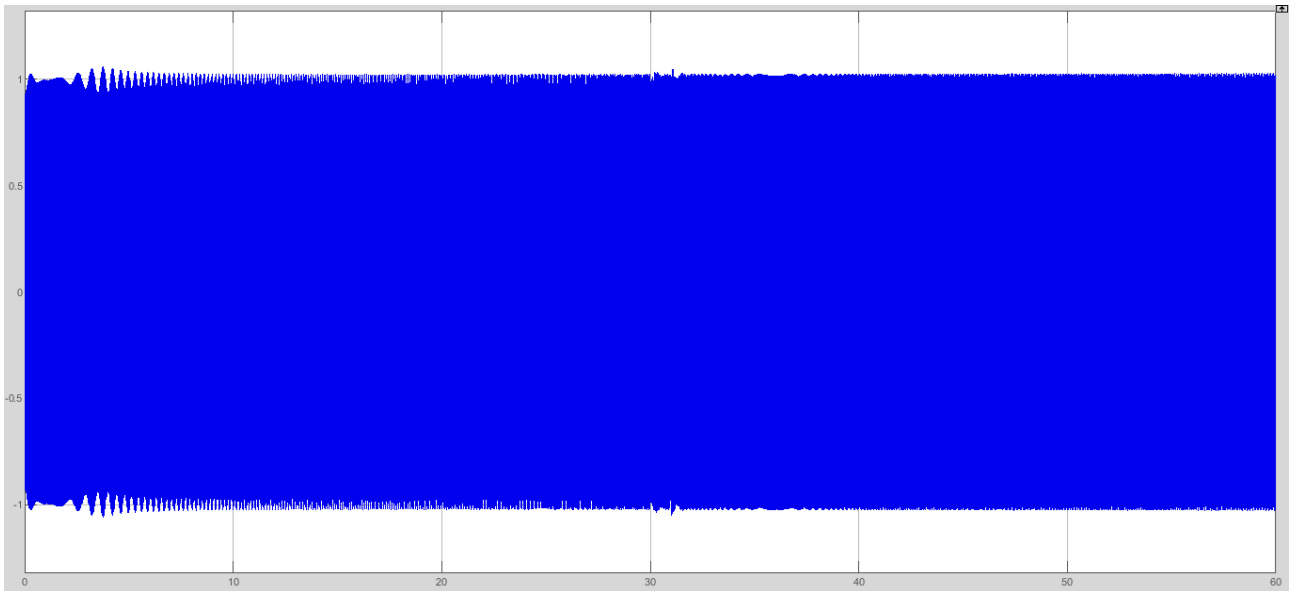


Рисунок 3.5 – Осциллограмма выходной мощности генератора

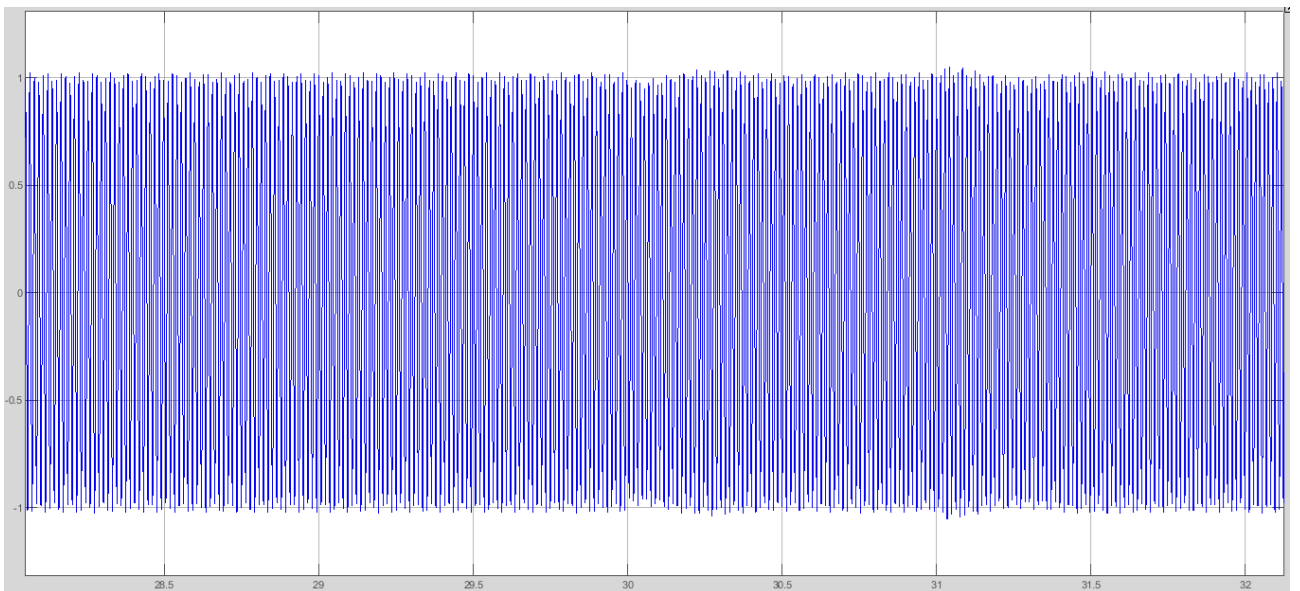


Рисунок 3.6 – Осциллограмма выходной мощности генератора

3.2 Результаты при набросе активной мощности 20 МВт

Осциллограммы изменения тока статора генератора представлены на рисунках 3.7 – 3.8.

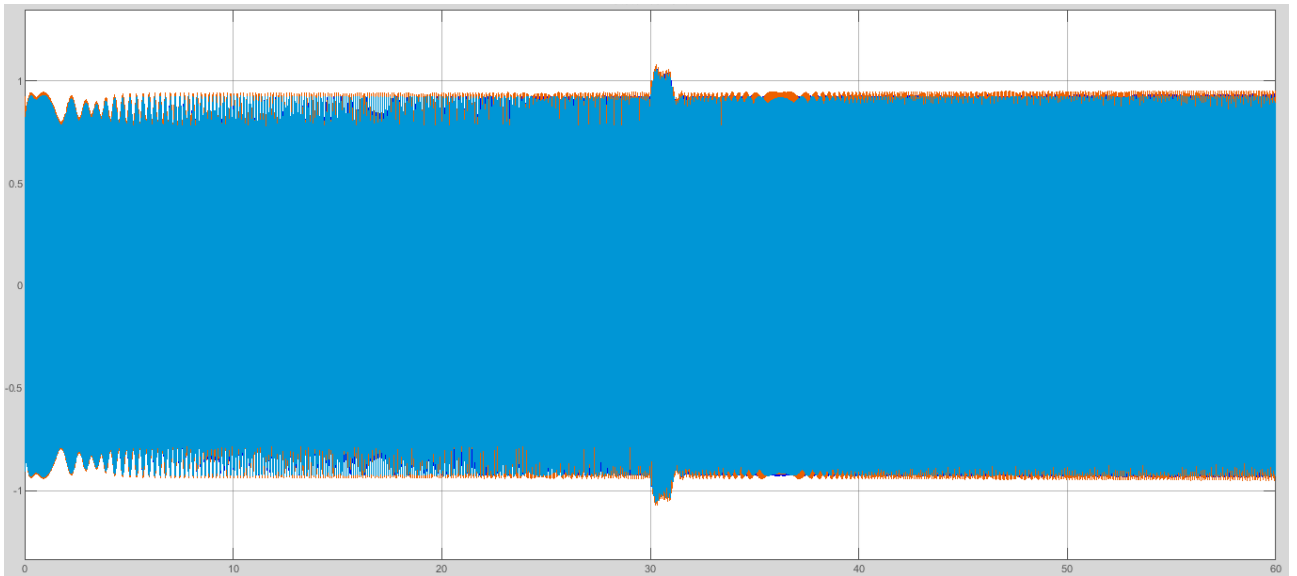


Рисунок 3.7 – Осциллограмма тока статора

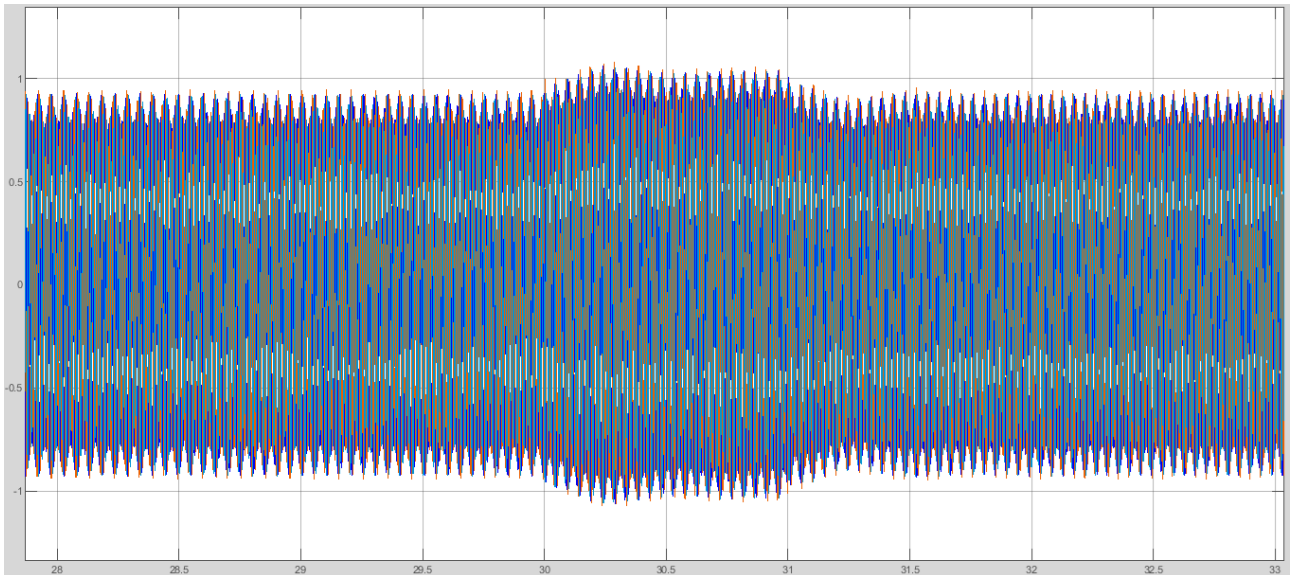


Рисунок 3.8 – Осциллограмма тока статора

Осциллограммы изменения напряжения возбуждения представлены на рисунках 3.9 – 3.10.

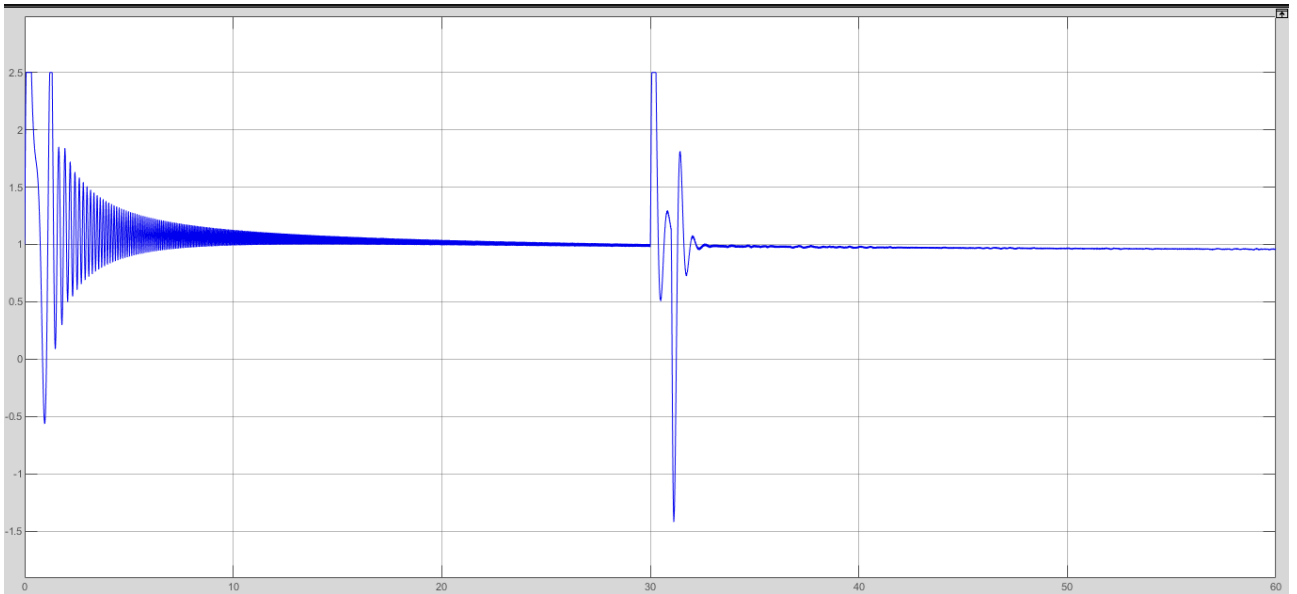


Рисунок 3.9 – Осциллограмма напряжения возбуждения



Рисунок 3.10 – Осциллограмма напряжения возбуждения

Осциллограммы изменения выходной мощности генератора представлены на рисунках 3.11 – 3.12.

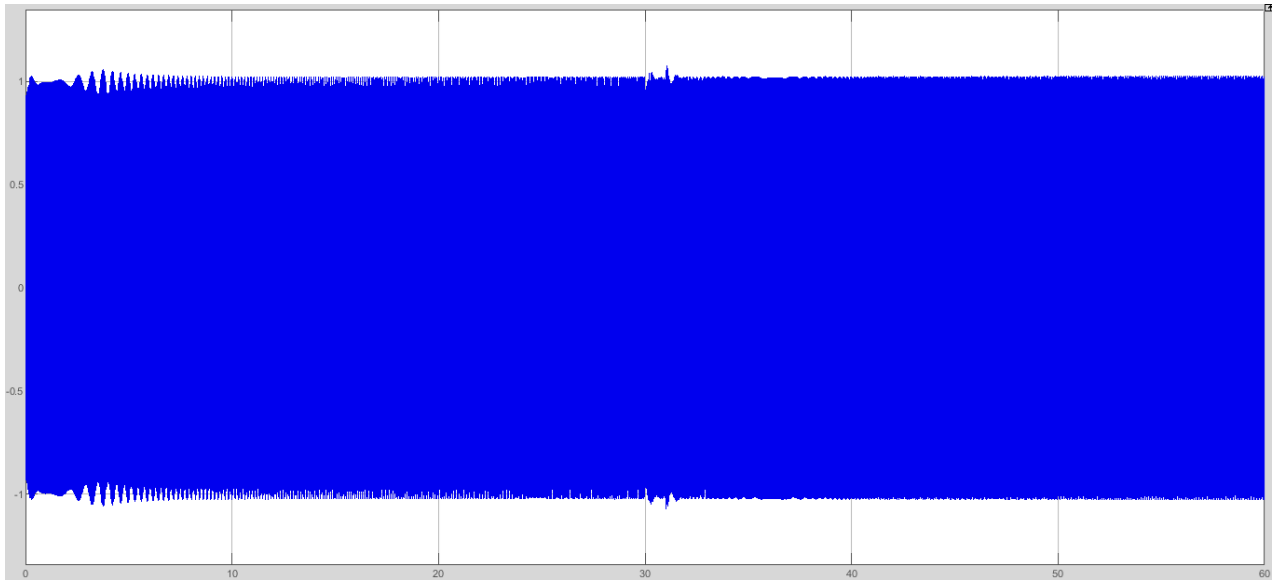


Рисунок 3.11 – Осциллограмма выходной мощности генератора

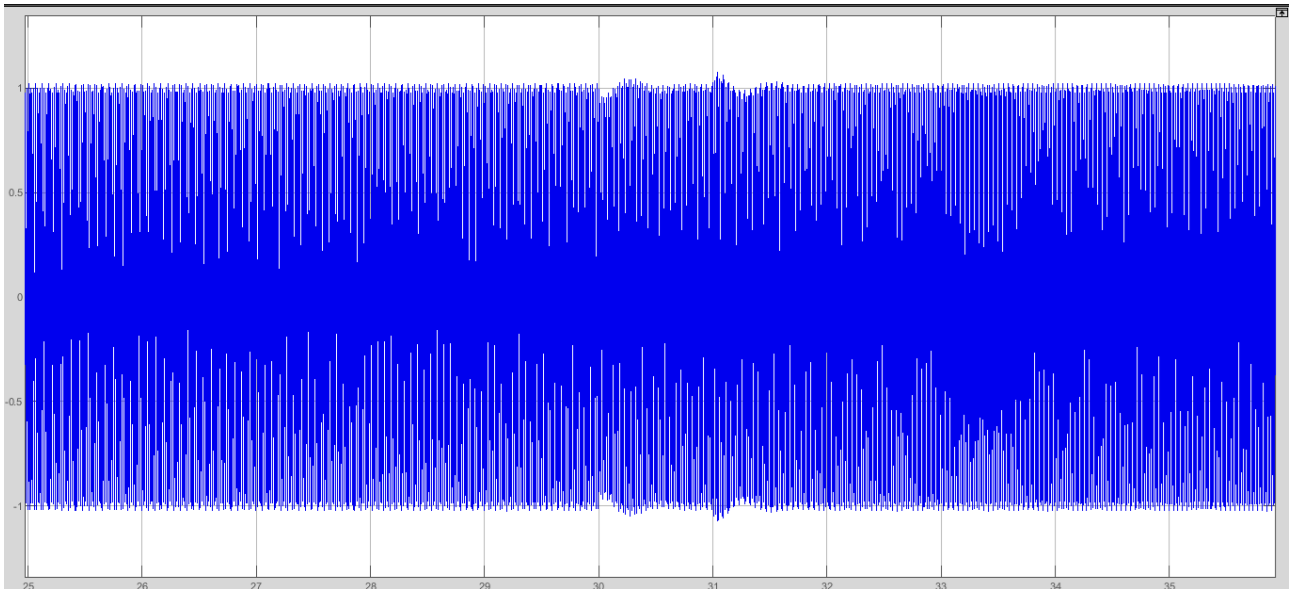


Рисунок 3.12 – Осциллограмма выходной мощности генератора

3.3 Результаты при набросе активной мощности 30 МВт

Осциллограммы изменения тока статора представлены на рисунках 3.13 – 3.14.

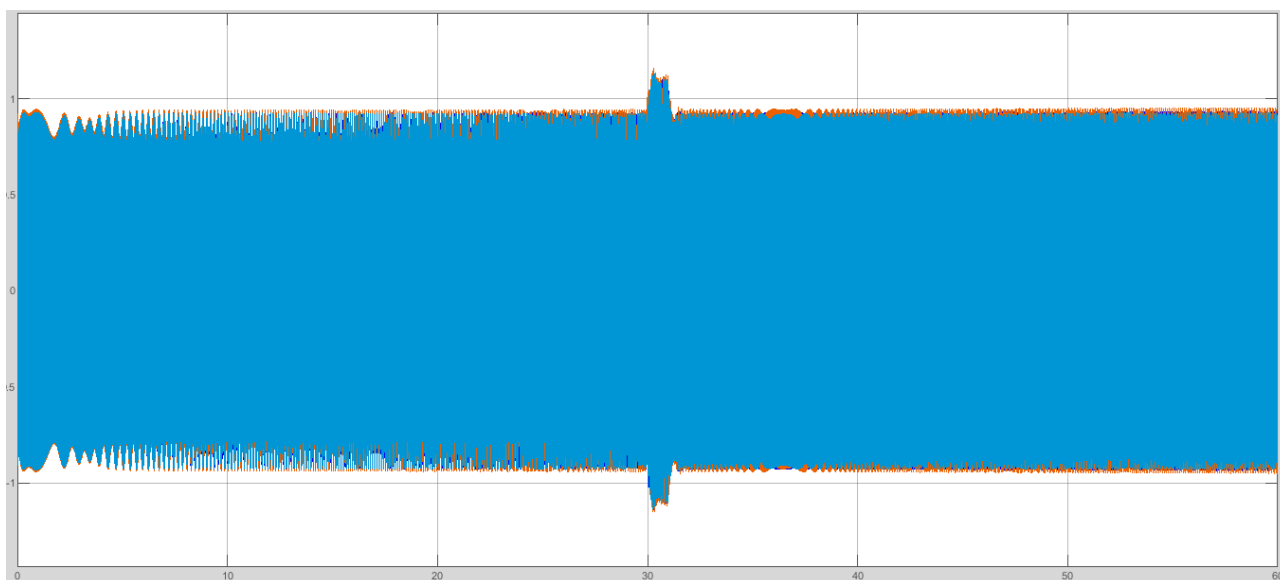


Рисунок 3.13 – Осциллограмма тока статора

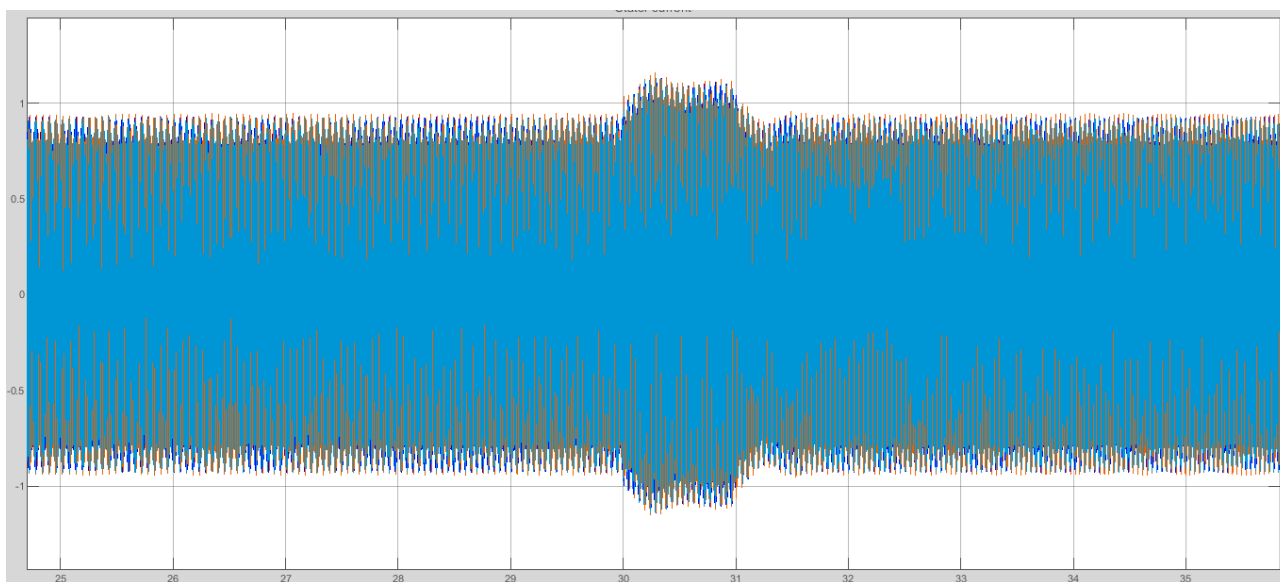


Рисунок 3.14 – Осциллограмма тока статора

Осциллограммы изменения напряжения возбуждения представлены на рисунках 3.15 – 3.16.



Рисунок 3.15 – Осциллограмма напряжения возбуждения

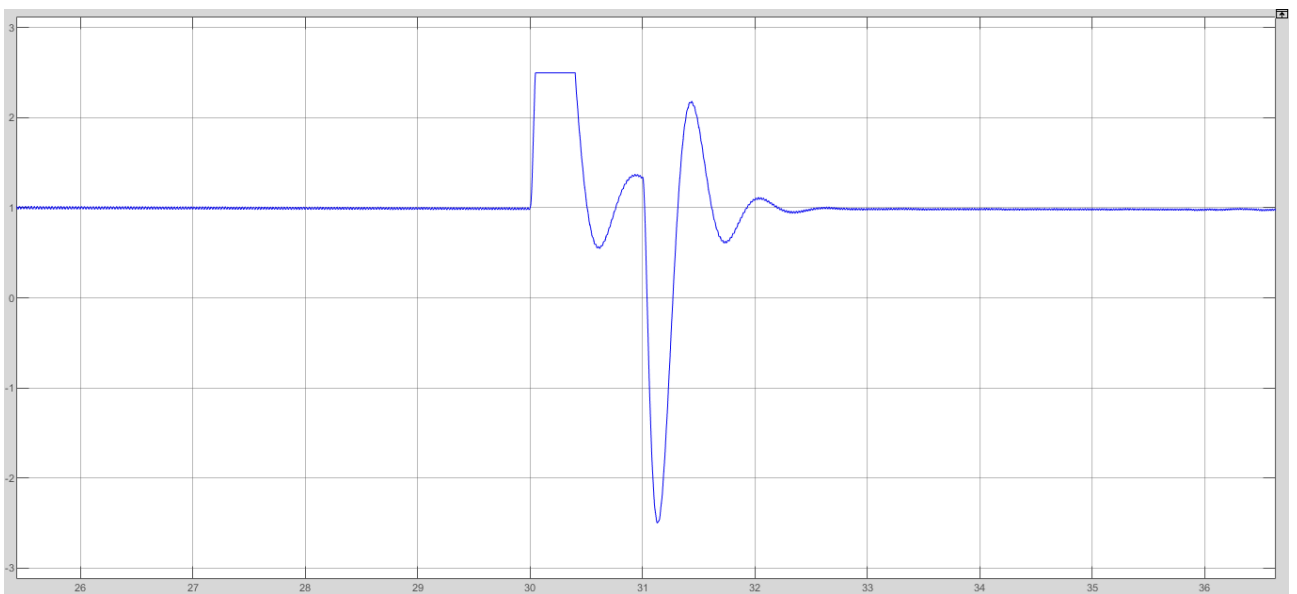


Рисунок 3.16 – Осциллограмма напряжения возбуждения

Осциллограммы изменения выходной мощности генератора представлены на рисунках 3.17 – 3.18.

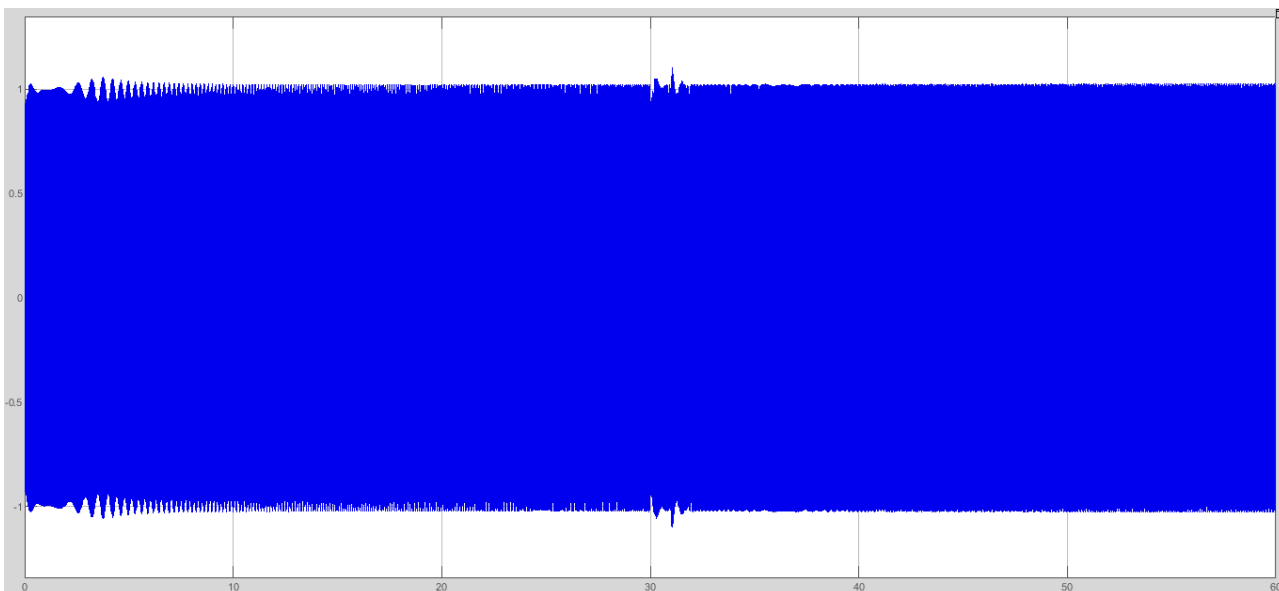


Рисунок 3.17 – Осциллограмма выходной мощности генератора

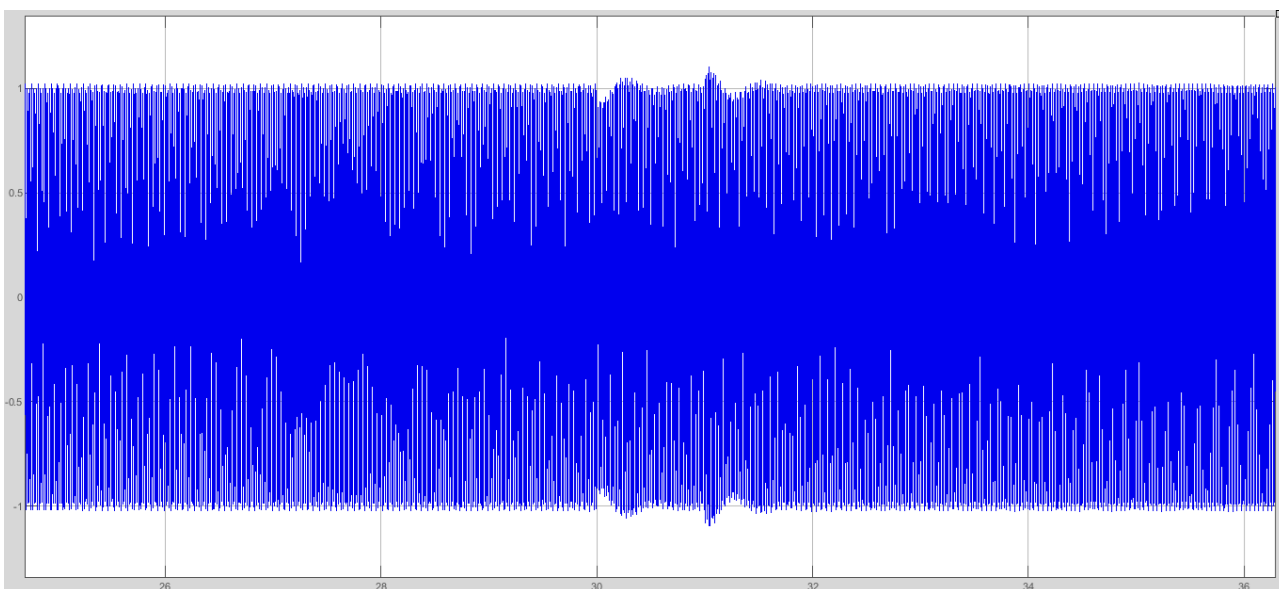


Рисунок 3.18 – Осциллограмма выходной мощности генератора

3.4 Результаты при набросе активной мощности 40 МВт

Осциллограммы изменения тока статора представлены на рисунках 3.19 – 3.20.

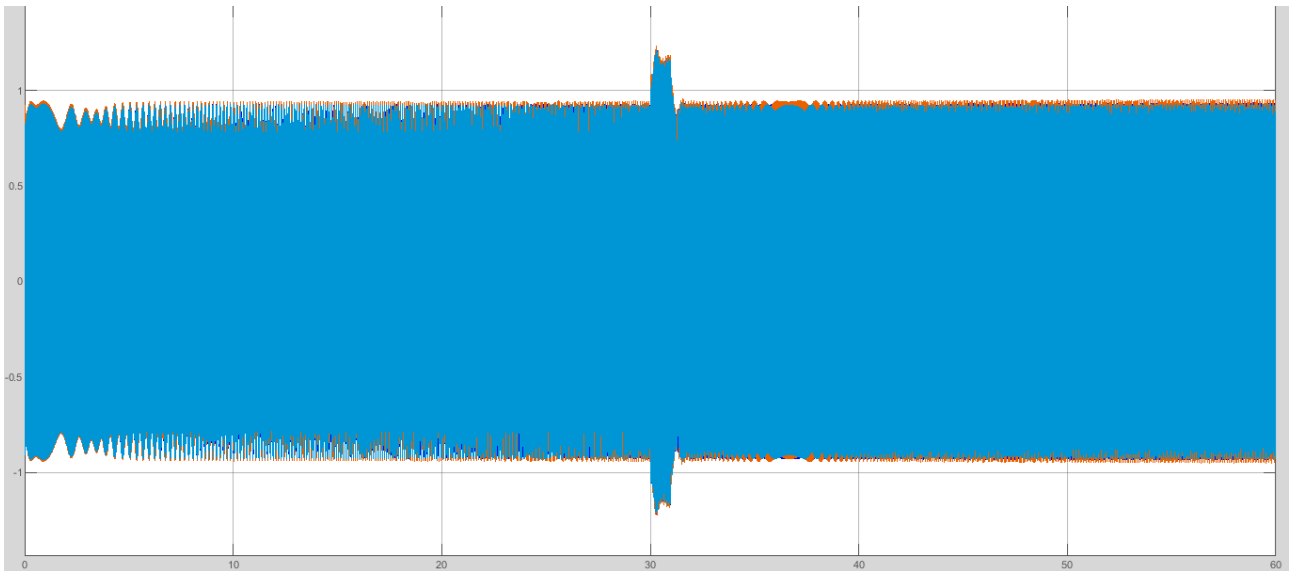


Рисунок 3.19 – Осциллограмма тока статора

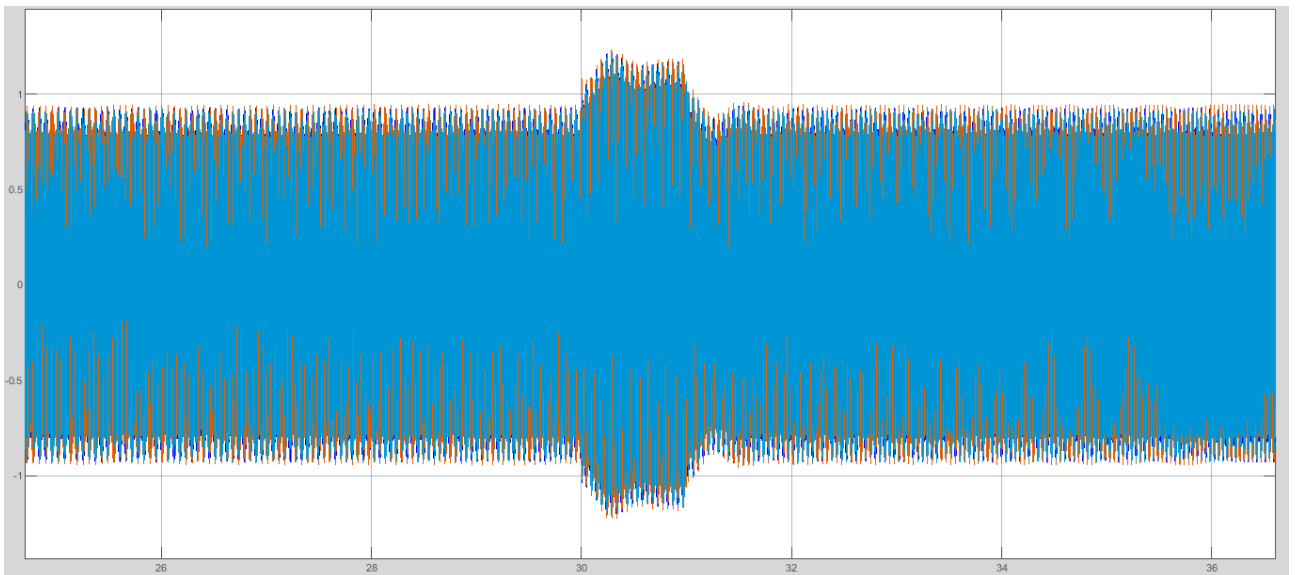


Рисунок 3.20 – Осциллограмма тока статора

Осциллограммы изменения напряжения возбуждения представлены на рисунках 3.21 – 3.22.

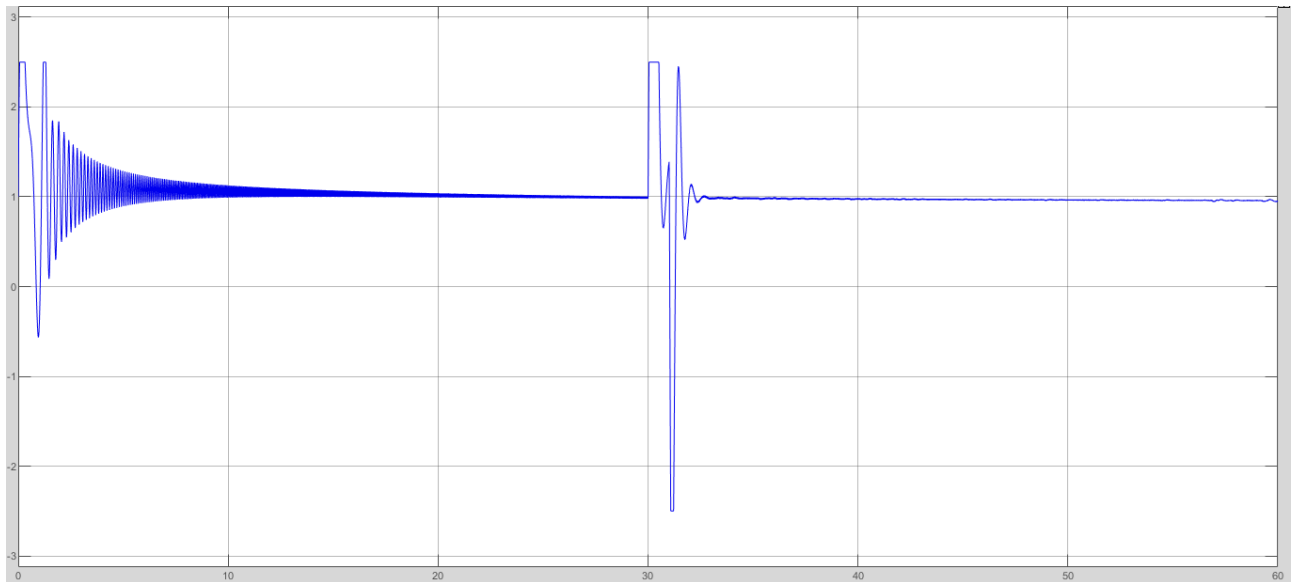


Рисунок 3.21 – Осциллограмма напряжения возбуждения



Рисунок 3.22 – Осциллограмма напряжения возбуждения

Осциллограммы изменения выходной мощности генератора представлены на рисунках 3.23 – 3.24.

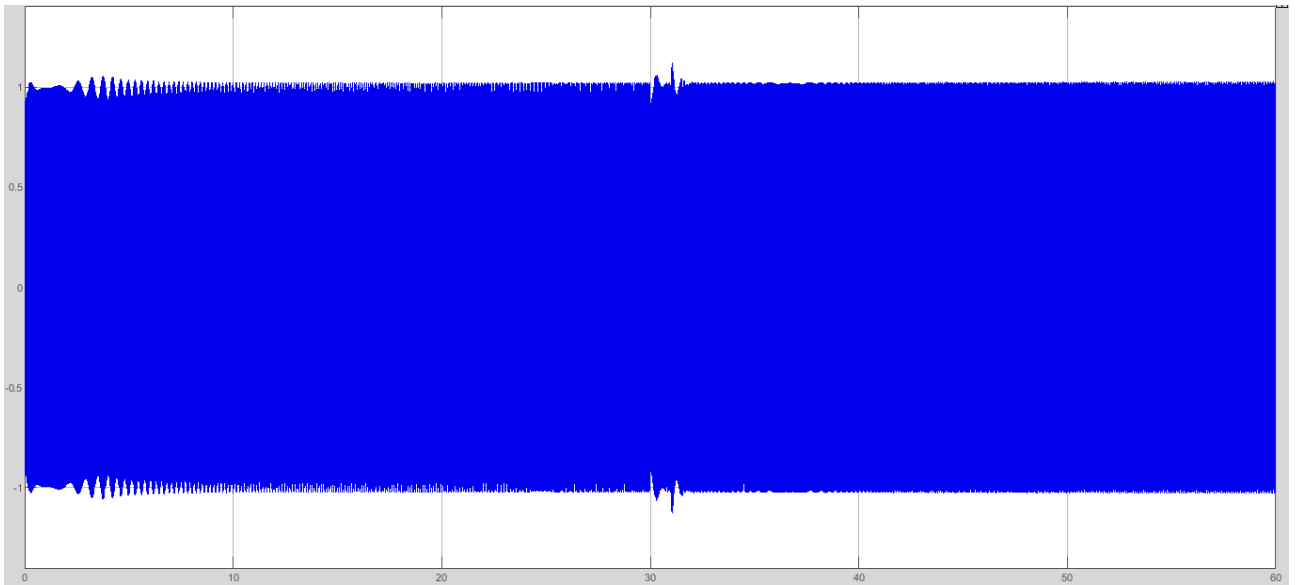


Рисунок 3.23 – Осциллограмма выходной мощности генератора

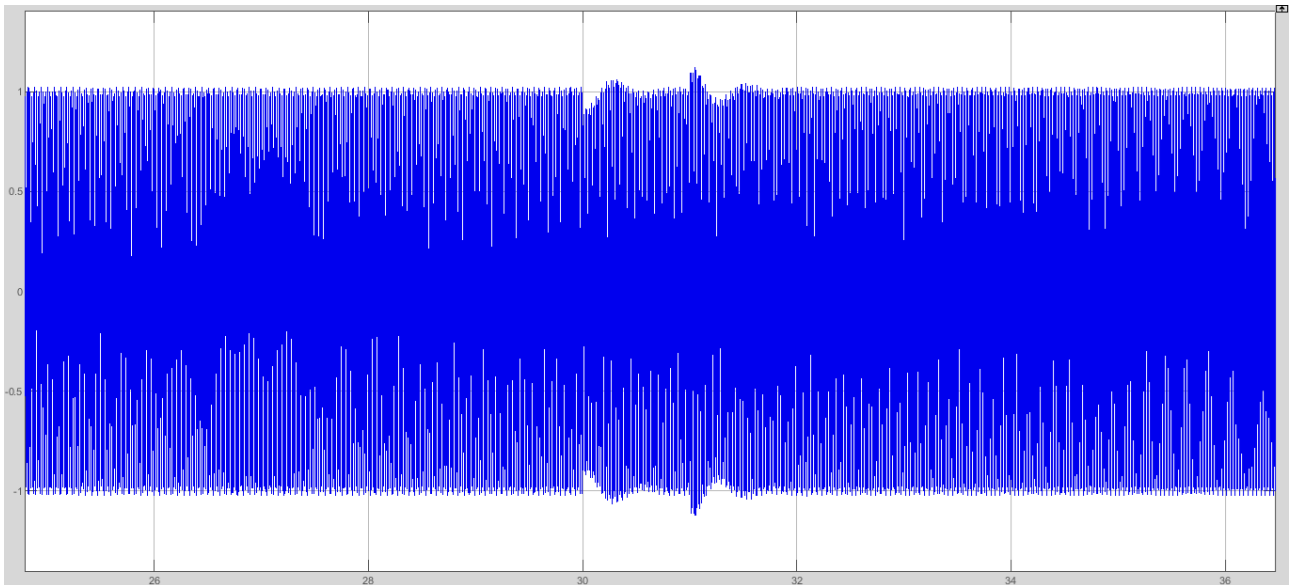


Рисунок 3.24 – Осциллограмма выходной мощности генератора

3.5 Результаты при набросе активной мощности 50 МВт

Осциллограммы изменения тока статора представлены на рисунках 3.25 – 3.26.

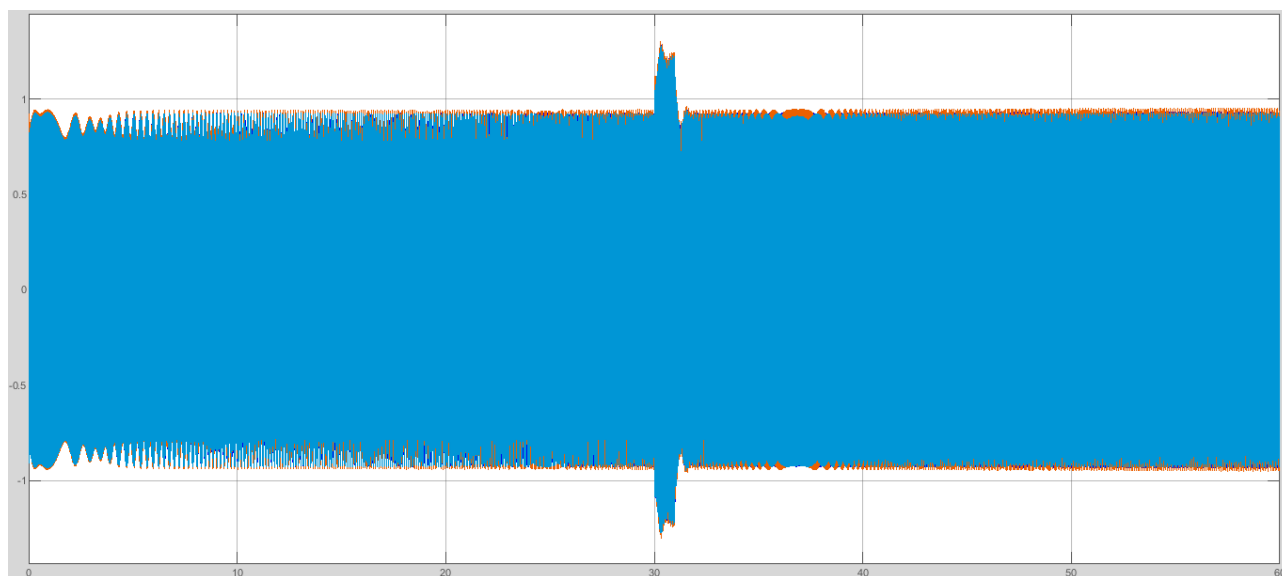


Рисунок 3.25 – Осциллограмма тока статора

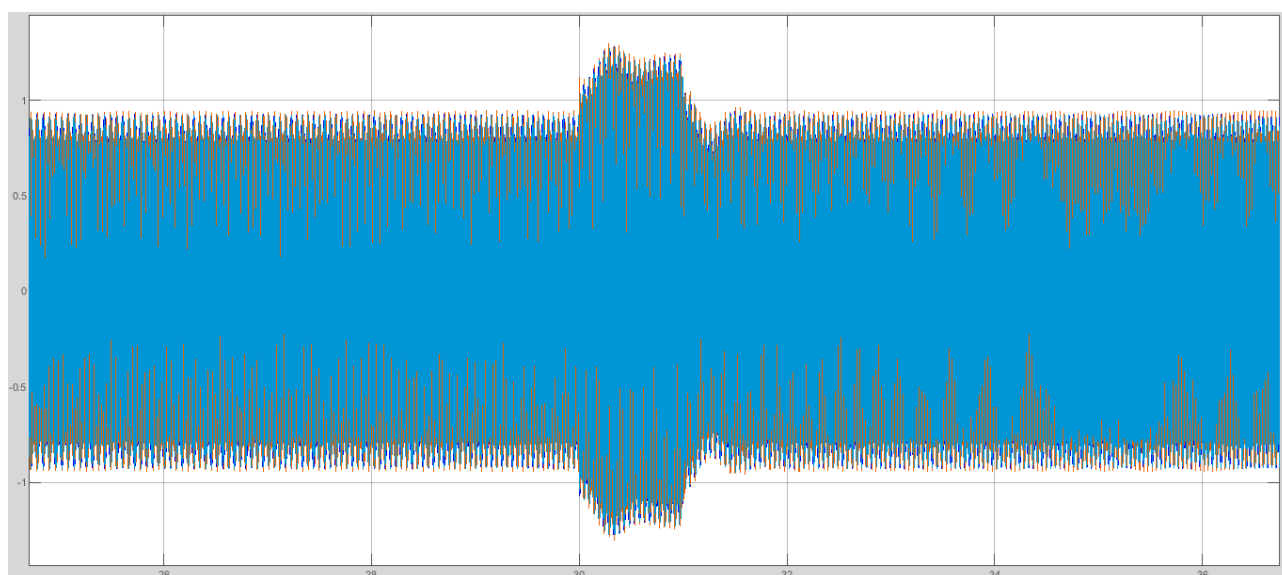


Рисунок 3.26 – Осциллограмма тока статора

Осциллограммы изменения напряжения возбуждения представлены на рисунках 3.27 – 3.28.

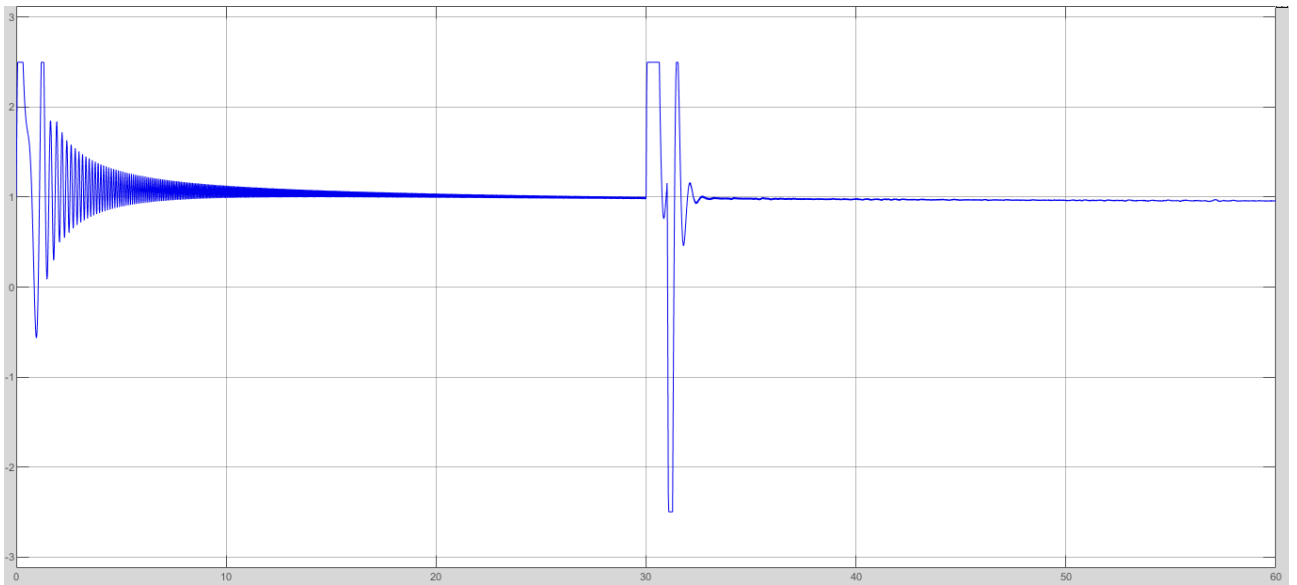


Рисунок 3.27 – Осциллограмма напряжения возбуждения



Рисунок 3.28 – Осциллограмма напряжения возбуждения

Осциллограммы изменения выходной мощности генератора представлены на рисунках 3.29 – 3.30.

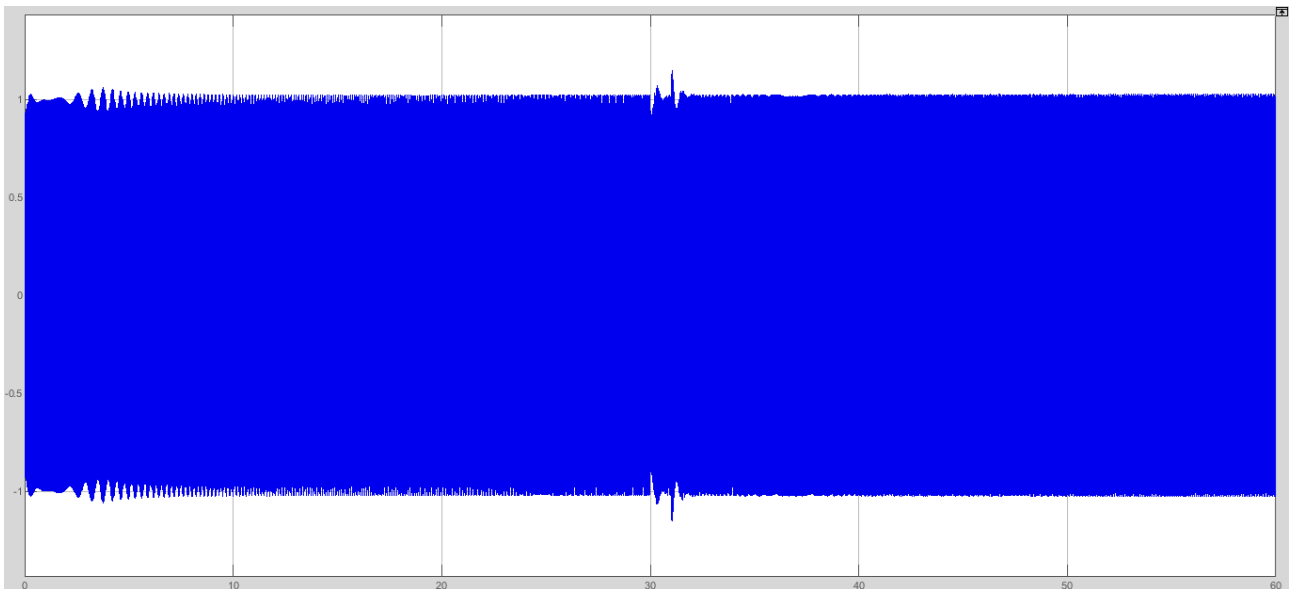


Рисунок 3.29 – Осциллограмма выходной мощности генератора

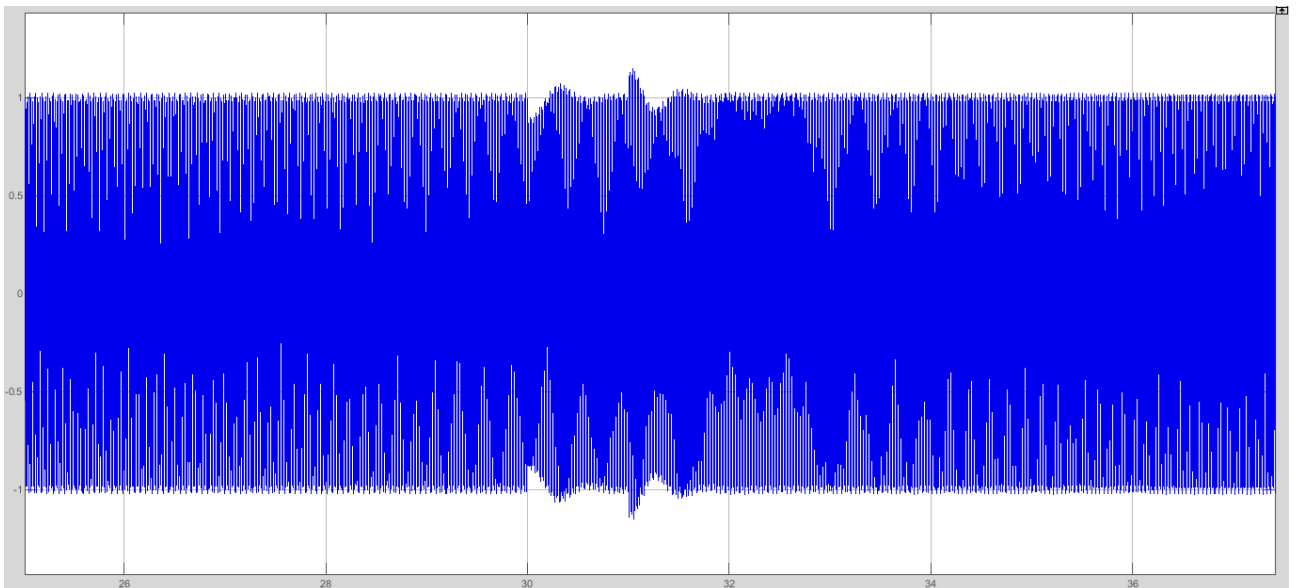


Рисунок 3.30 – Осциллограмма выходной мощности генератора

3.6 Результаты при набросе активной мощности 60 МВт

Осциллограммы изменения тока статора представлены на рисунках 3.31 – 3.32.

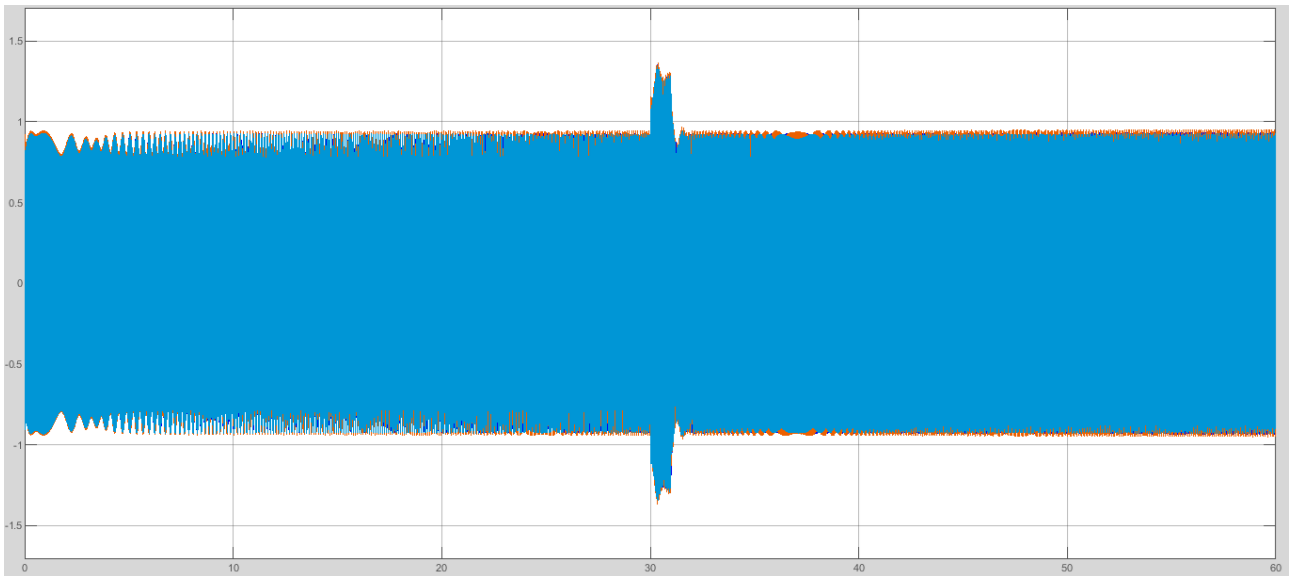


Рисунок 3.31 – Осциллограмма тока статора

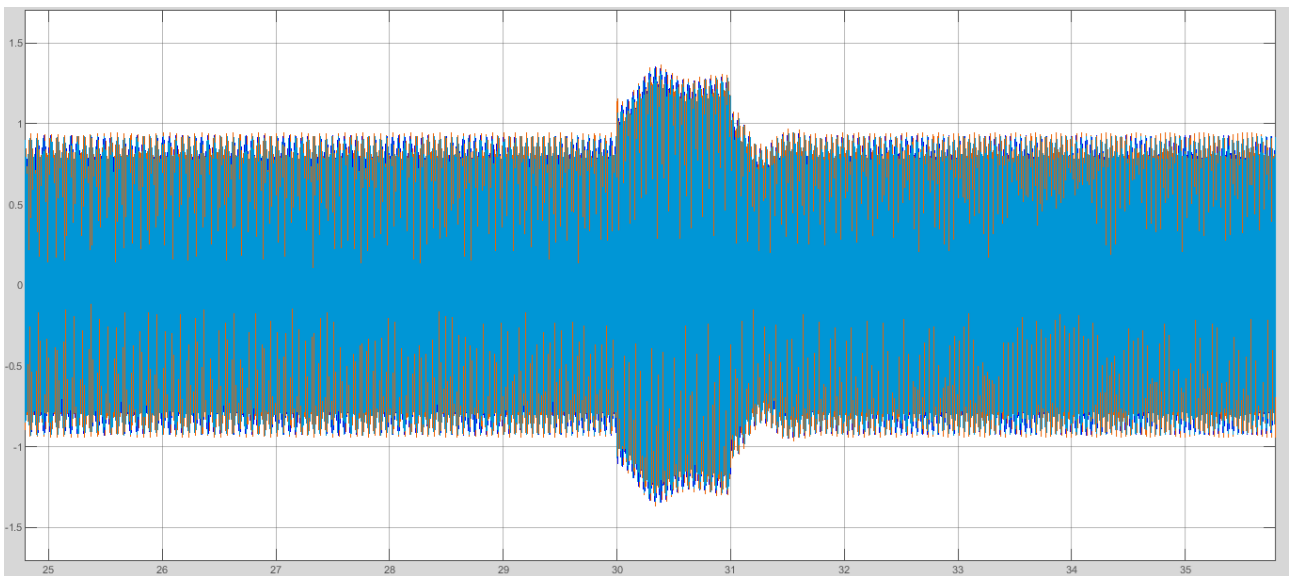


Рисунок 3.32 – Осциллограмма тока статора

Осциллограммы изменения напряжения возбуждения представлены на рисунках 3.33 – 3.34.

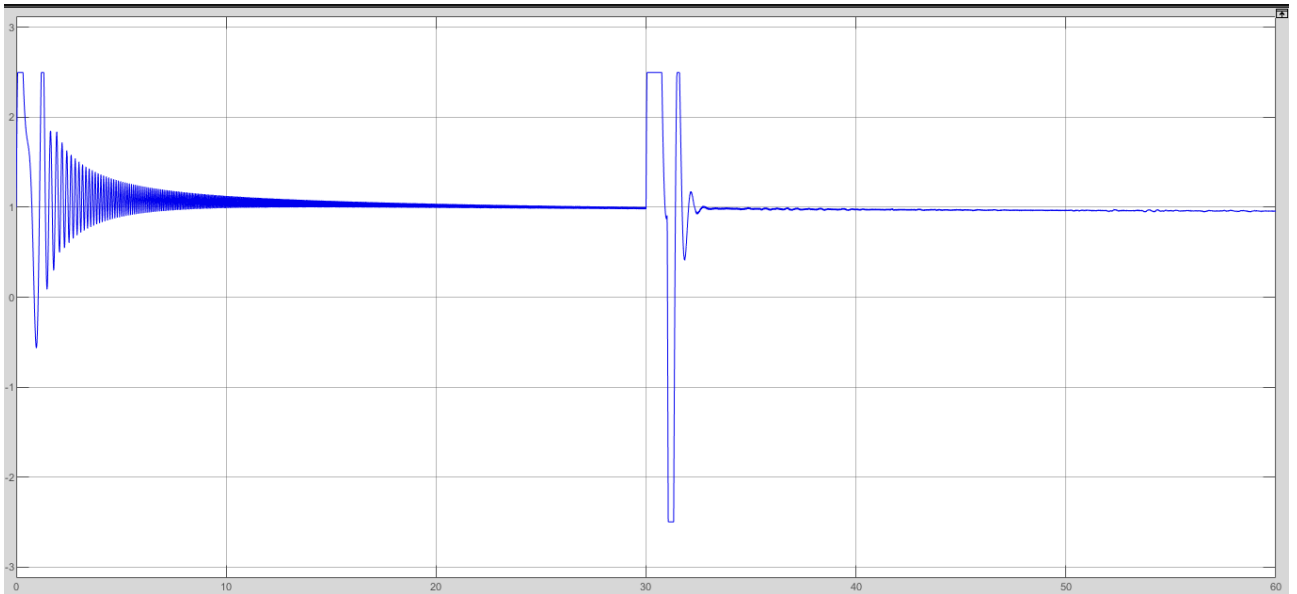


Рисунок 3.33 – Осциллограмма напряжения возбуждения

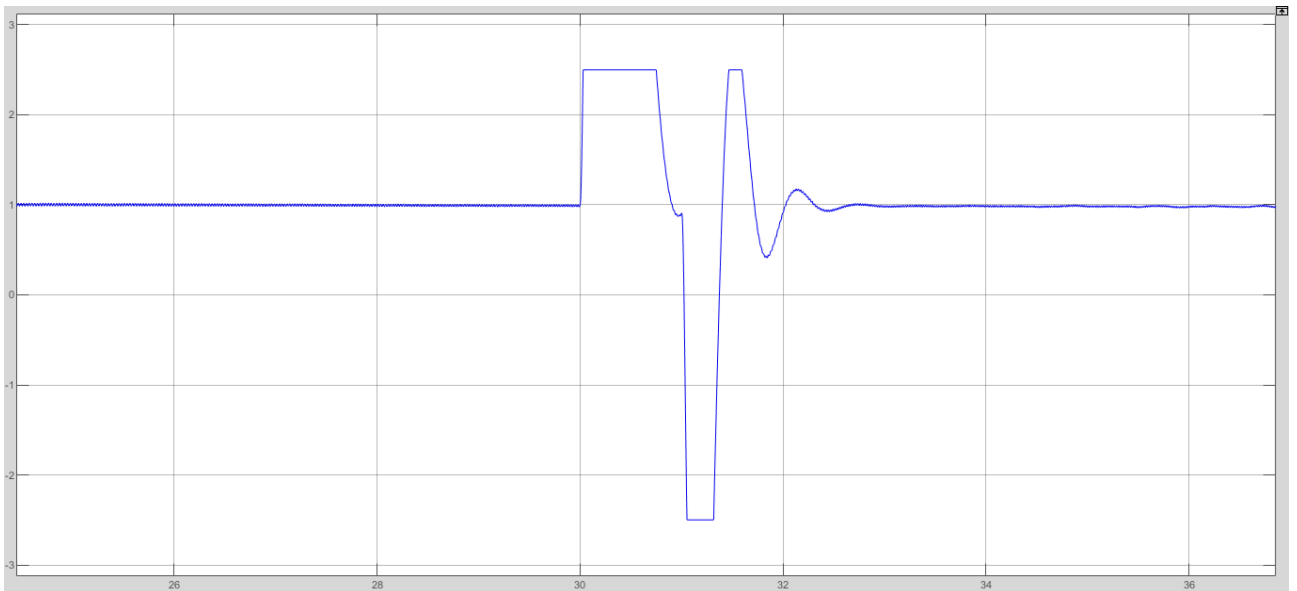


Рисунок 3.34 – Осциллограмма напряжения возбуждения

Осциллограммы изменения выходной мощности генератора представлены на рисунках 3.35 – 3.36.

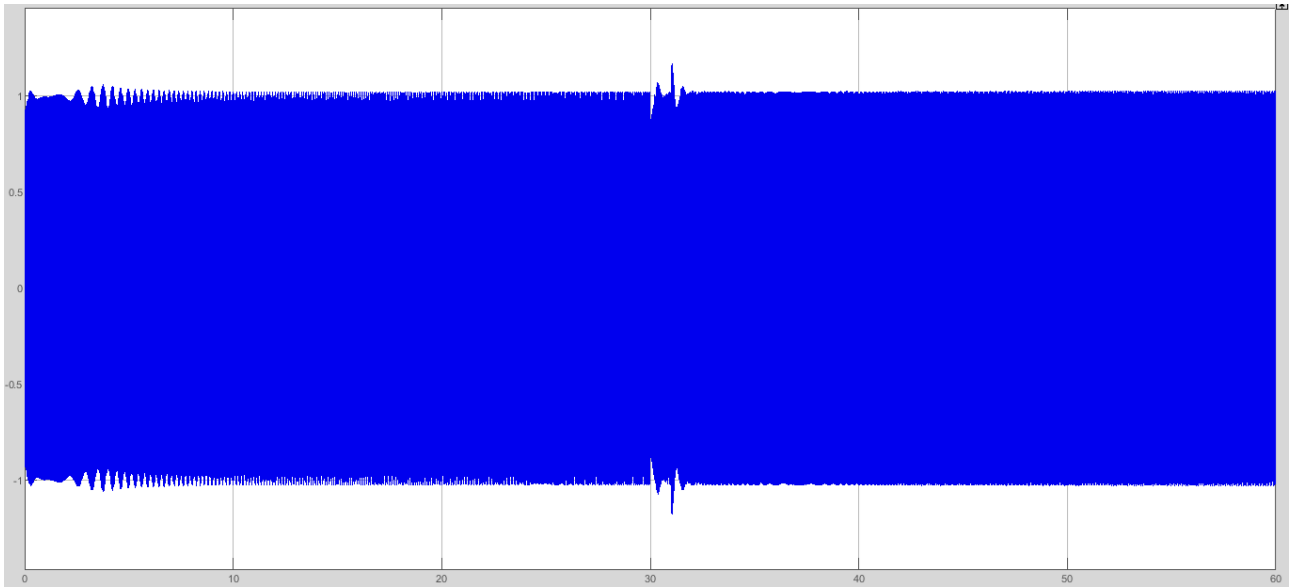


Рисунок 3.35 – Осциллограмма выходной мощности генератора

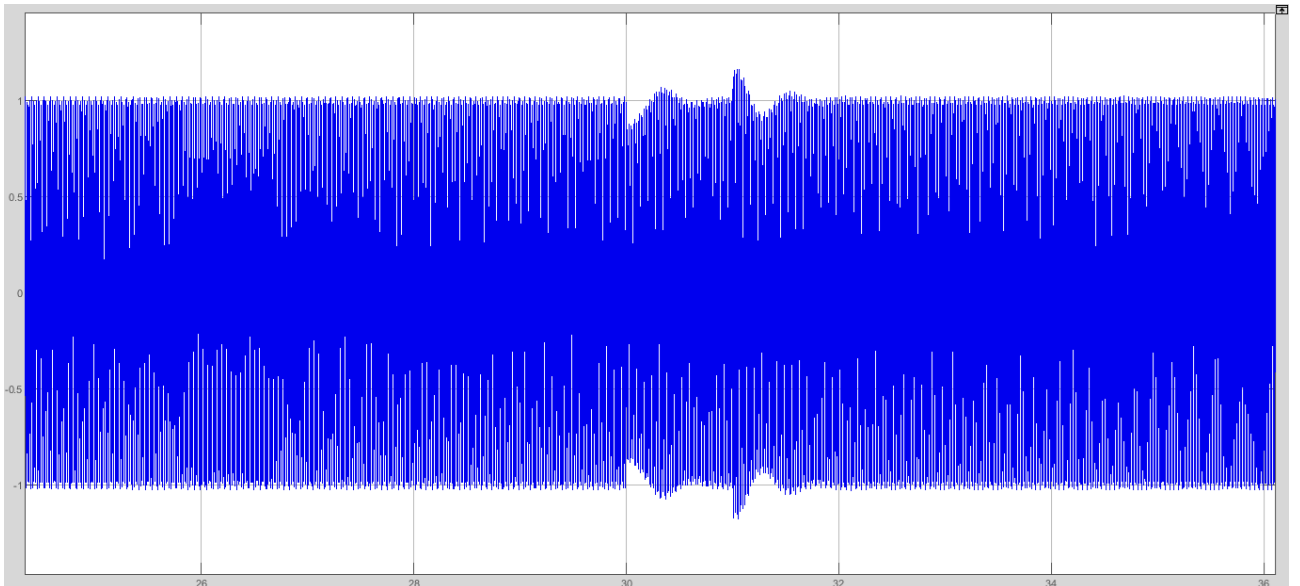


Рисунок 3.36 – Осциллограмма выходной мощности генератора

3.7 Результаты при набросе активной мощности 70 МВт

Осциллограммы изменения тока статора представлены на рисунках 3.37 – 3.38.

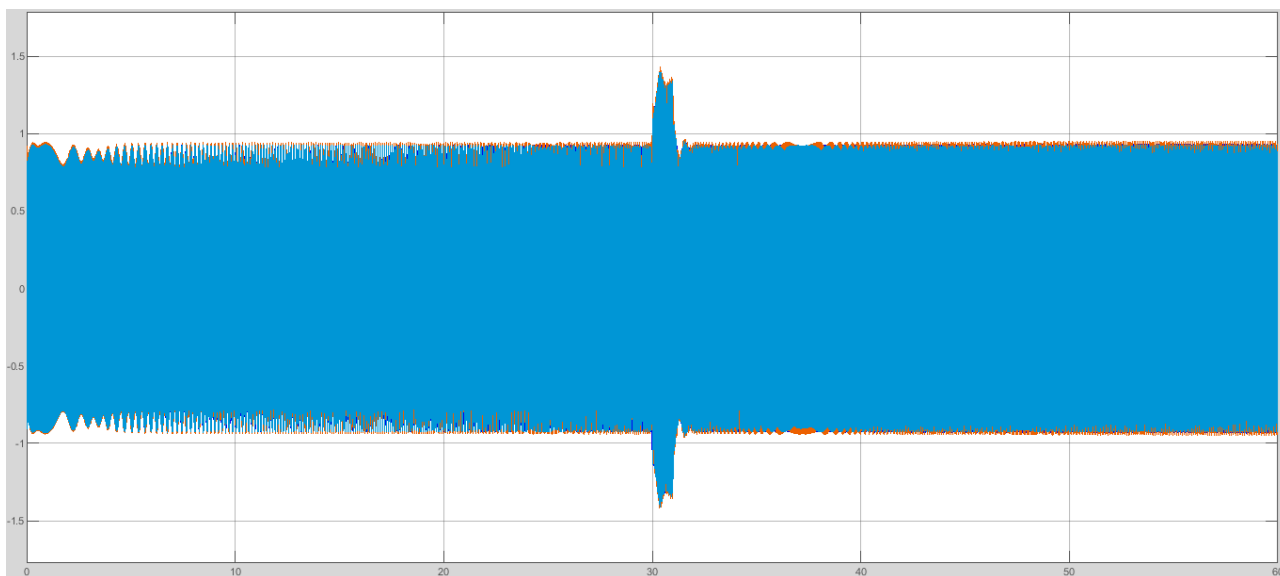


Рисунок 3.37 – Осциллограмма тока статора

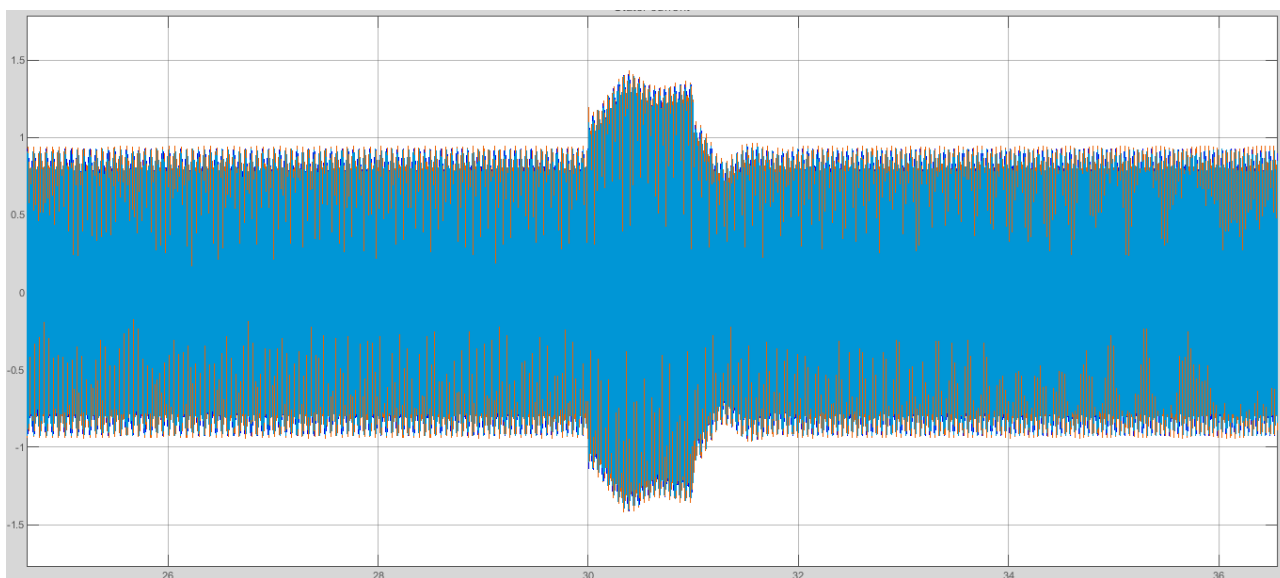


Рисунок 3.38 – Осциллограмма тока статора

Осциллограммы изменения напряжения возбуждения представлены на рисунках 3.39 – 3.40.

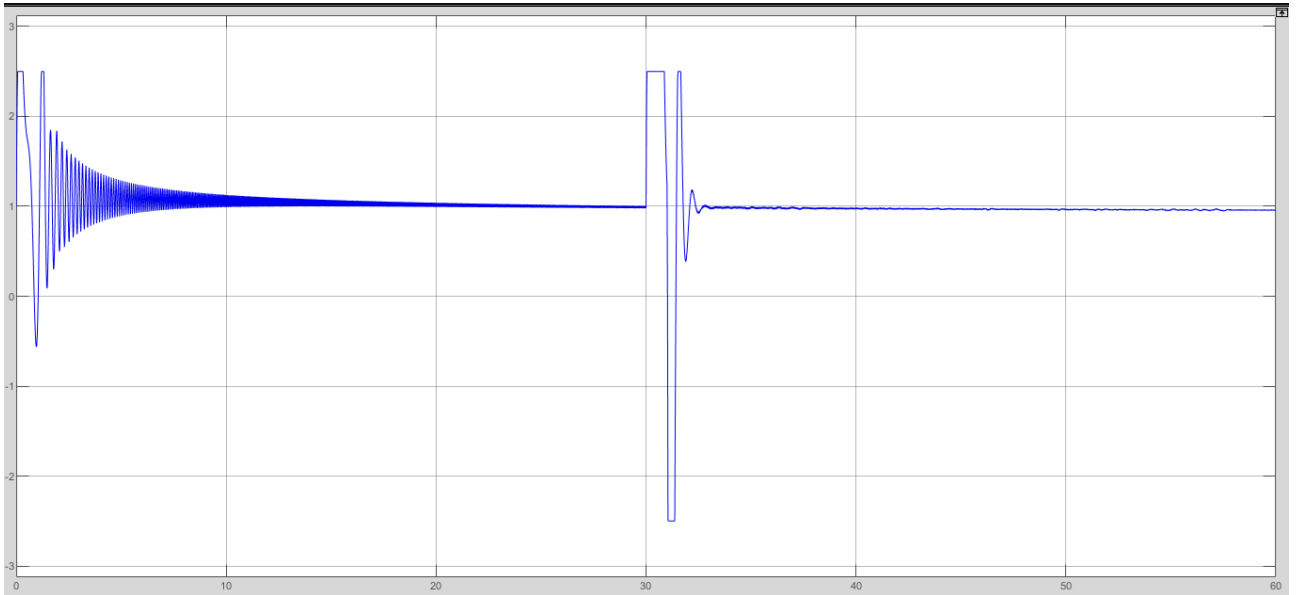


Рисунок 3.39 – Осциллограмма напряжения возбуждения

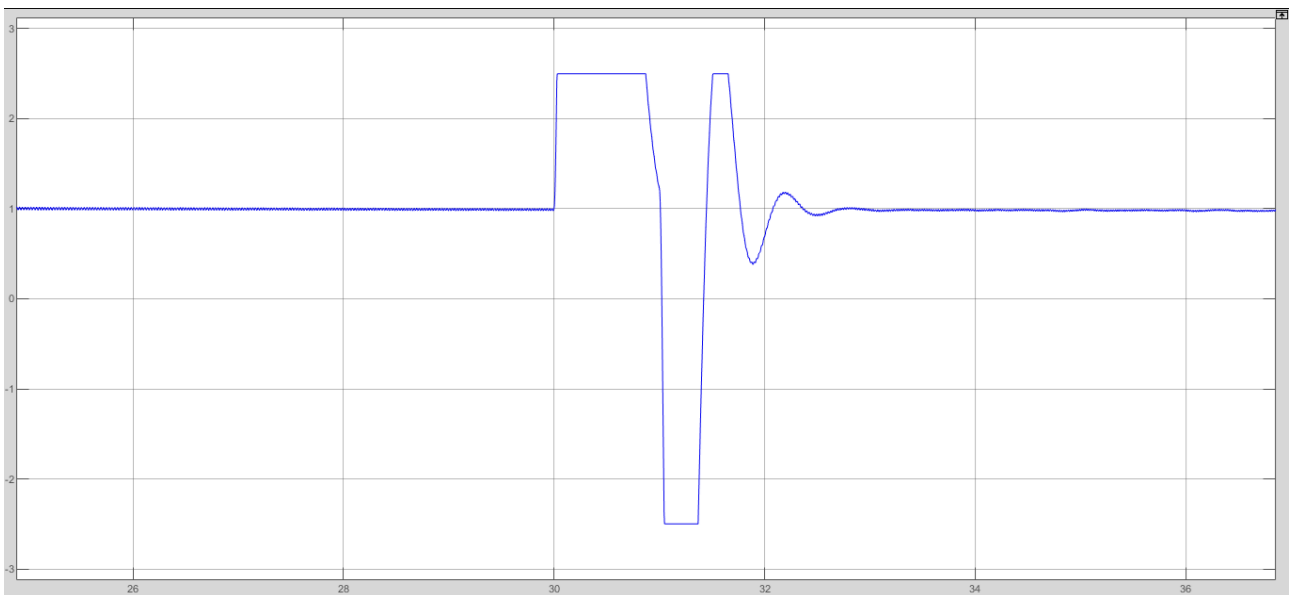


Рисунок 3.40 – Осциллограмма напряжения возбуждения

Осциллограммы изменения выходной мощности генератора представлены на рисунках 3.41 – 3.42.

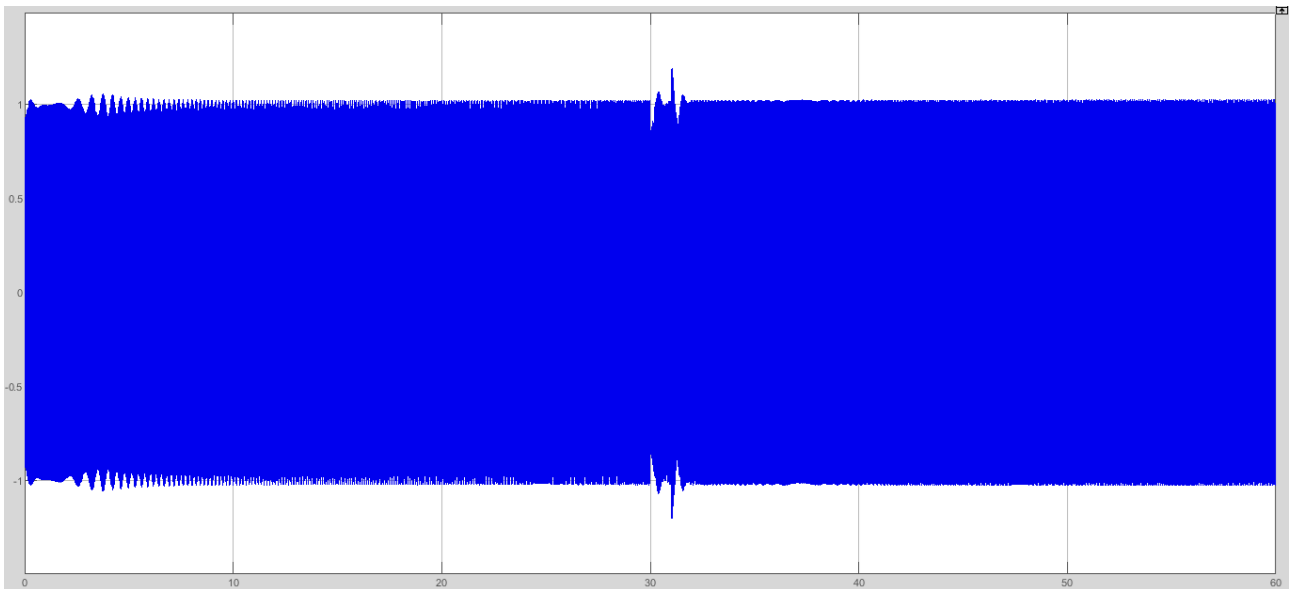


Рисунок 3.41 – Осциллограмма выходной мощности генератора

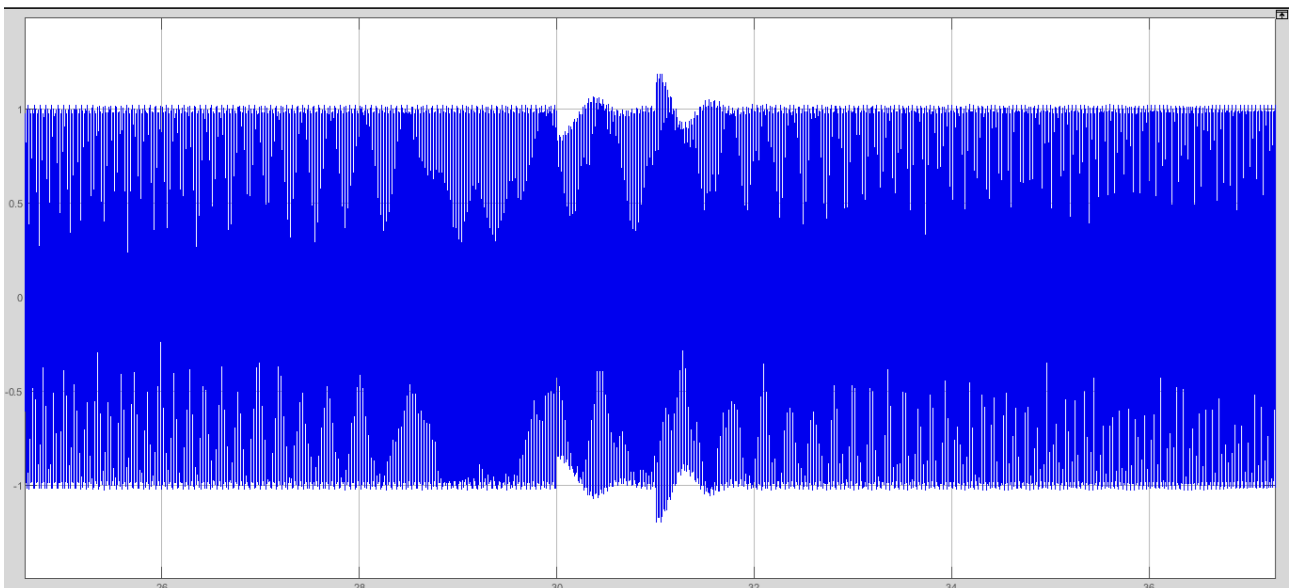


Рисунок 3.42 – Осциллограмма выходной мощности генератора

3.8 Результаты при набросе активной мощности 80 МВт

Осциллограммы изменения тока статора представлены на рисунках 3.43 – 3.44.

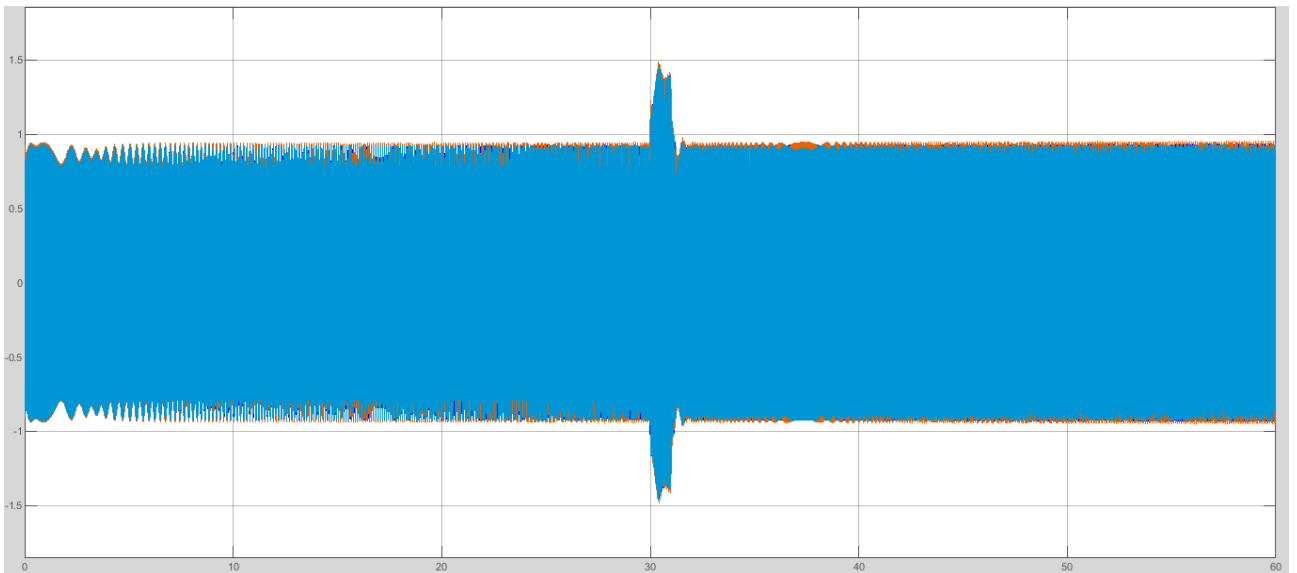


Рисунок 3.43 – Осциллограмма тока статора

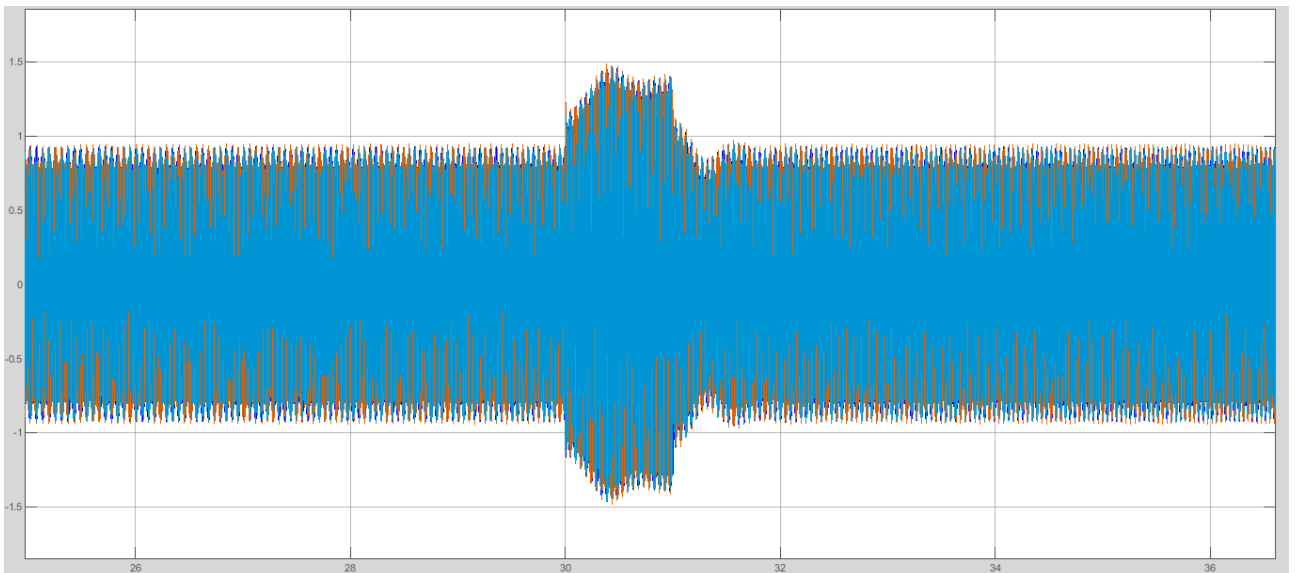


Рисунок 3.44 – Осциллограмма тока статора

Осциллограммы изменения напряжения возбуждения представлены на рисунках 3.45 – 3.46.

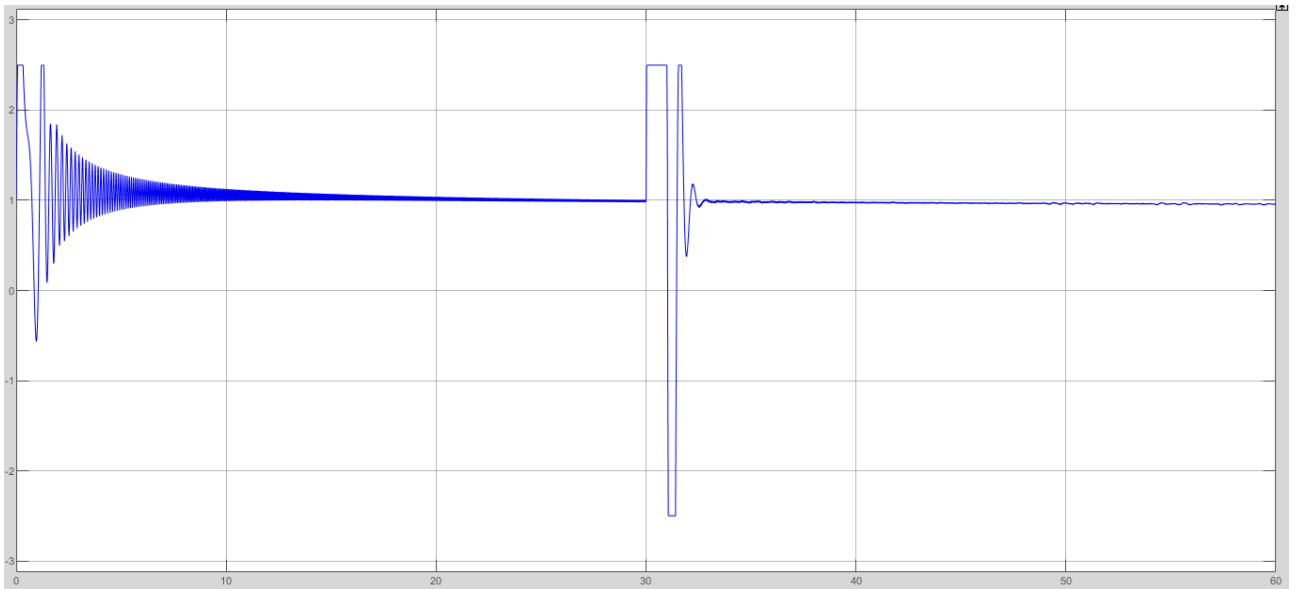


Рисунок 3.45 – Осциллограмма напряжения возбуждения

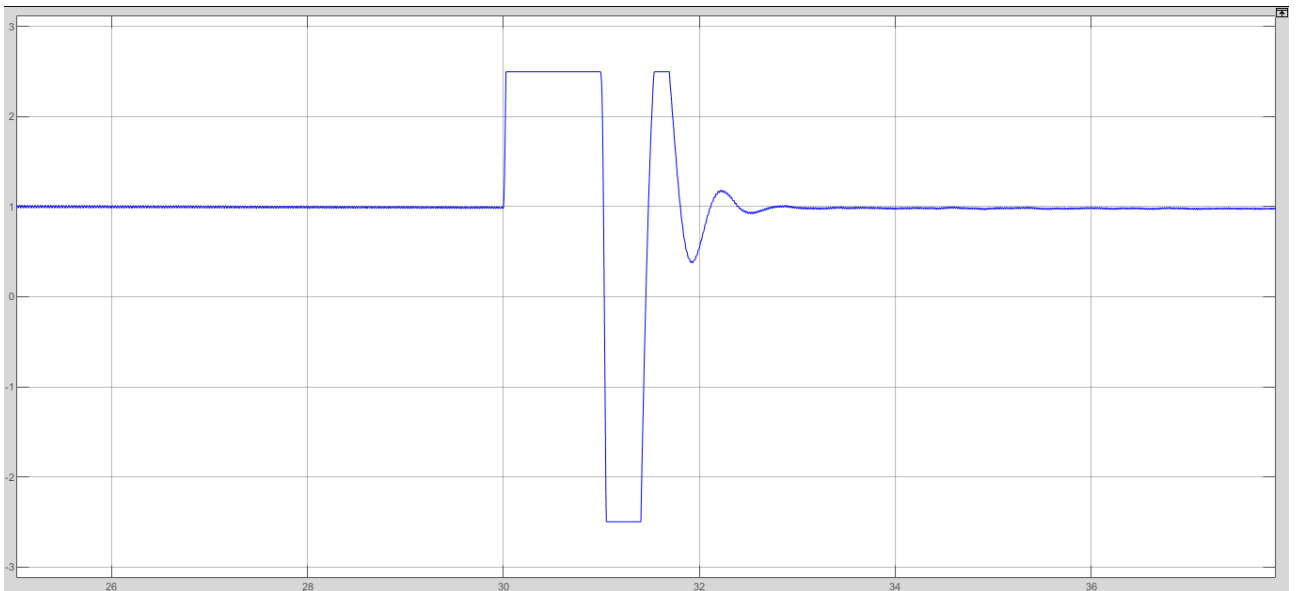


Рисунок 3.46 – Осциллограмма напряжения возбуждения

Осциллограммы изменения выходной мощности генератора представлены на рисунках 3.47 – 3.48.

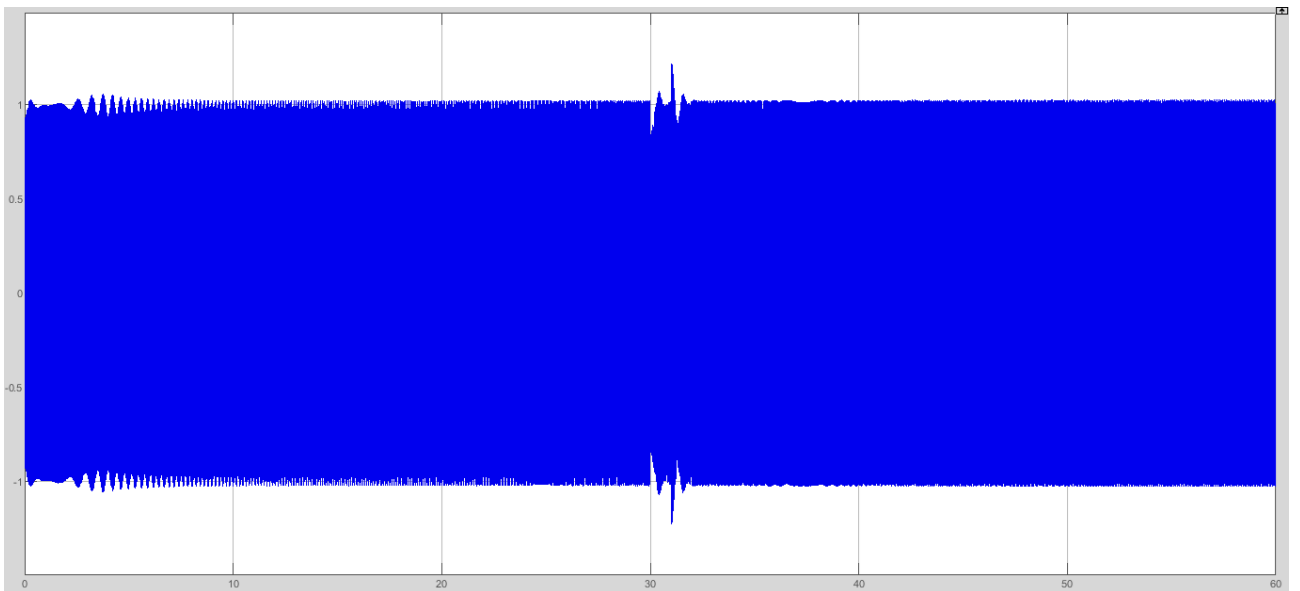


Рисунок 3.47 – Осциллограмма выходной мощности генератора

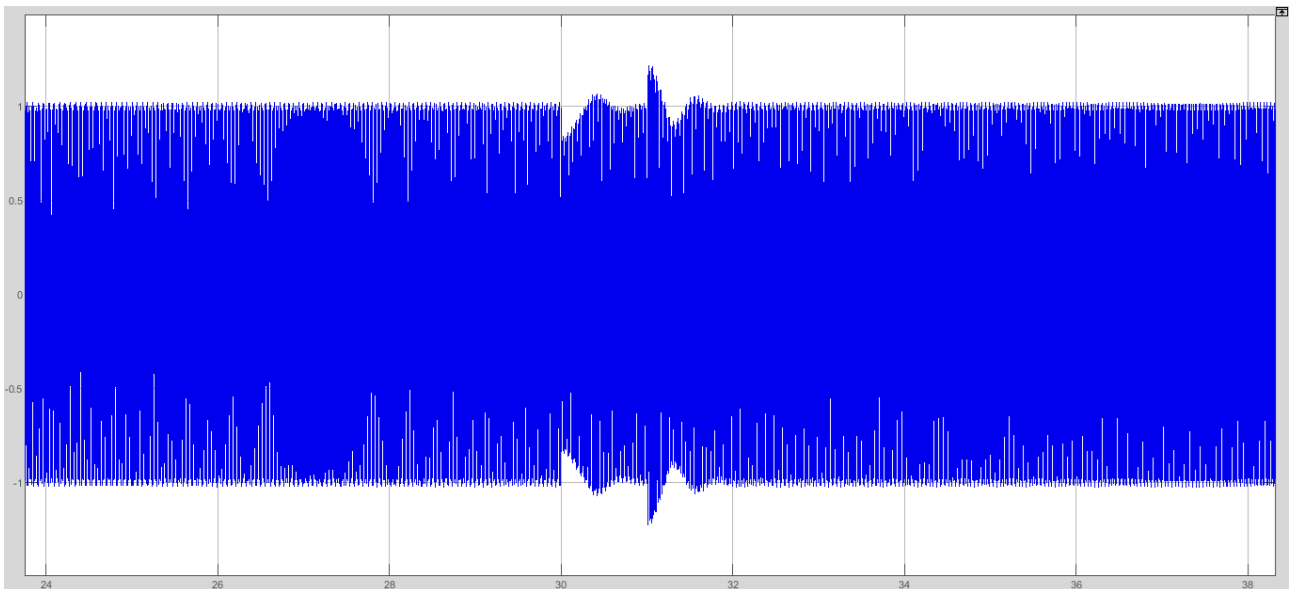


Рисунок 3.48 – Осциллограмма выходной мощности генератора

3.9 Результаты при набросе активной мощности 90 МВт

Осциллограммы изменения тока статора представлены на рисунках 3.49 – 3.50.

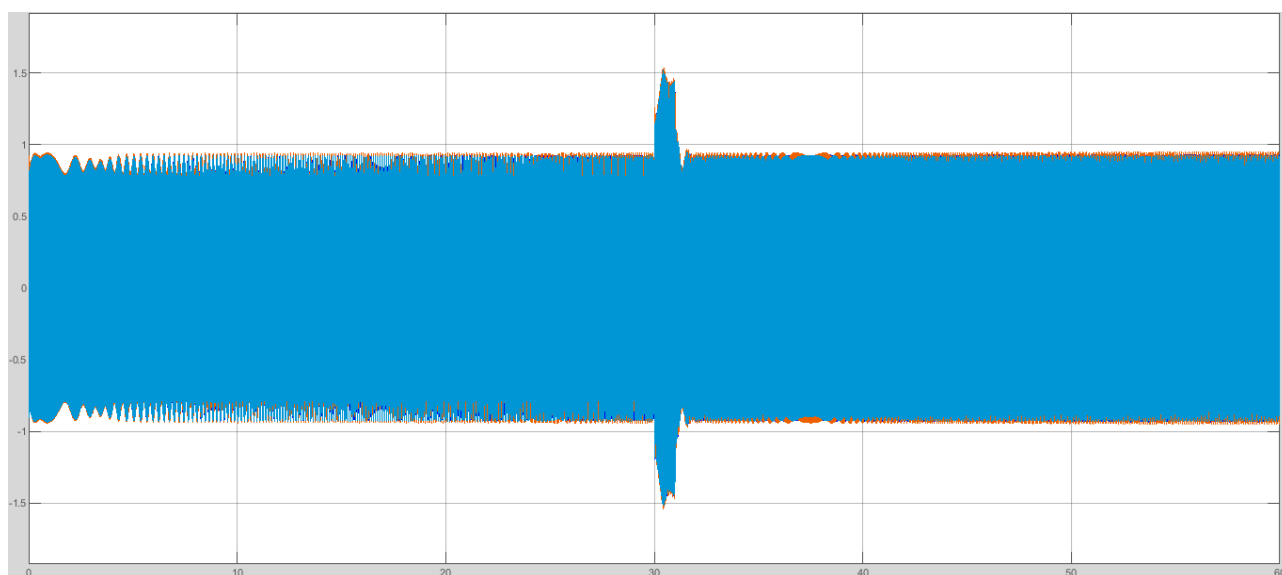


Рисунок 3.49 – Осциллограмма тока статора

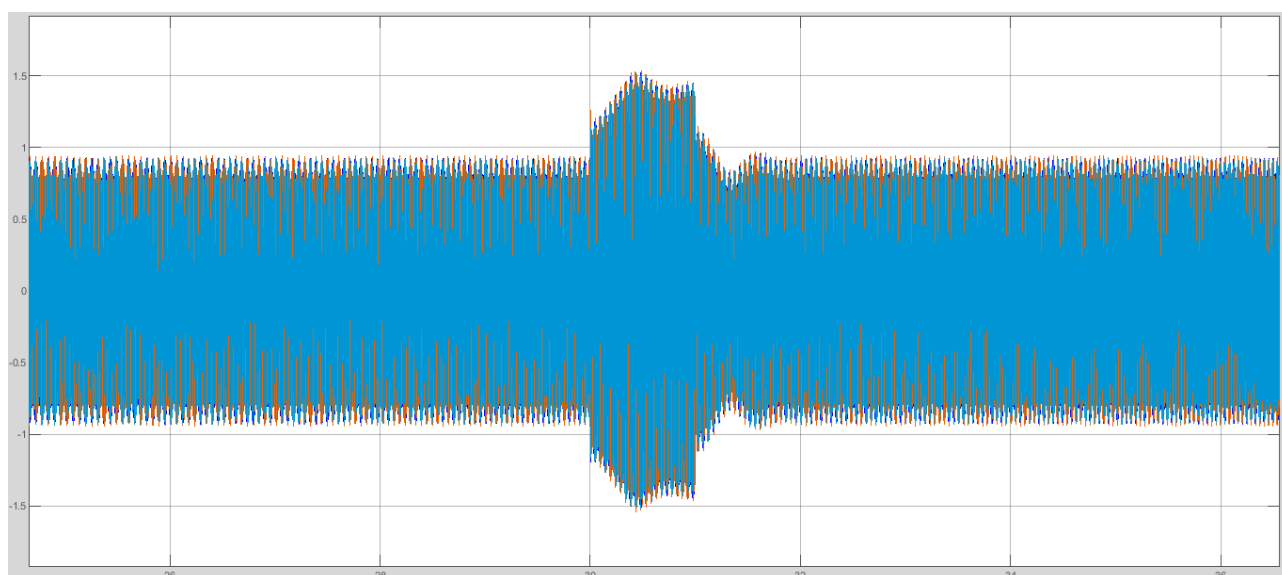


Рисунок 3.50 – Осциллограмма тока статора

Осциллограммы изменения напряжения возбуждения представлены на рисунках 3.51 – 3.52.

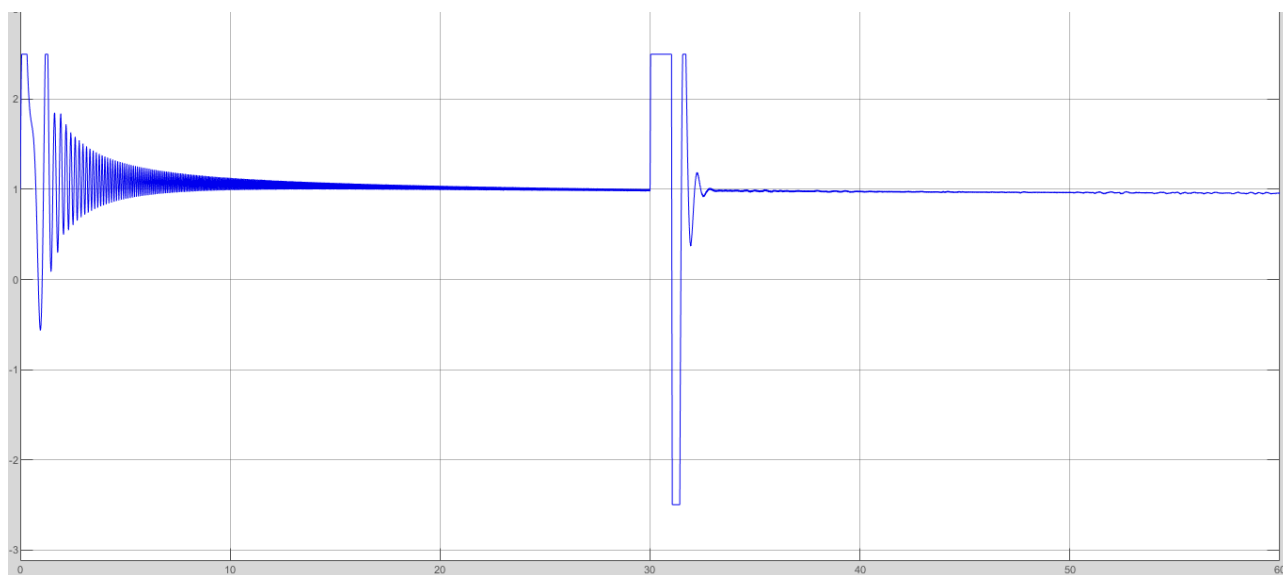


Рисунок 3.51 – Осциллограмма напряжения возбуждения

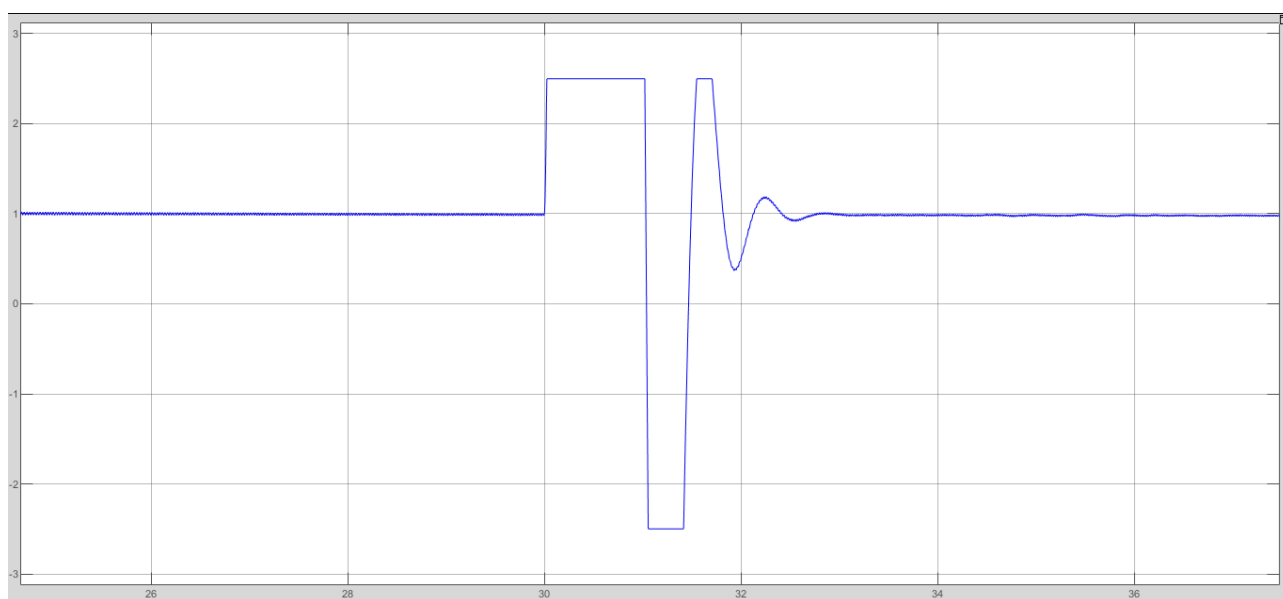


Рисунок 3.52 – Осциллограмма напряжения возбуждения

Осциллограммы изменения выходной мощности генератора представлены на рисунках 3.53 – 3.54.

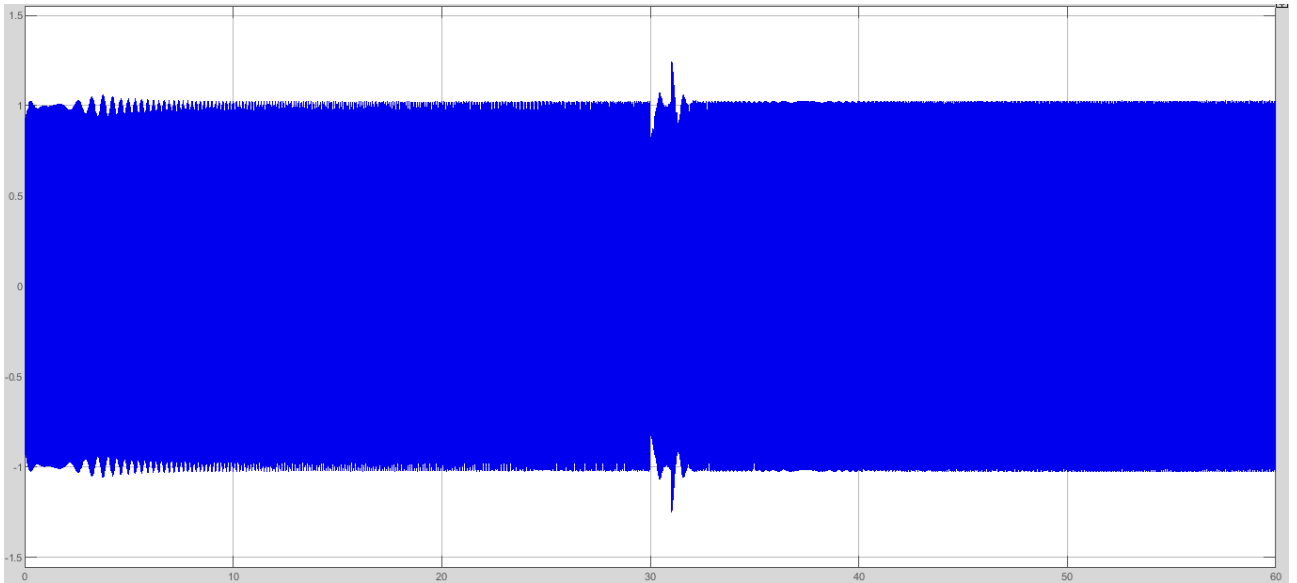


Рисунок 3.53 – Осциллограмма выходной мощности генератора

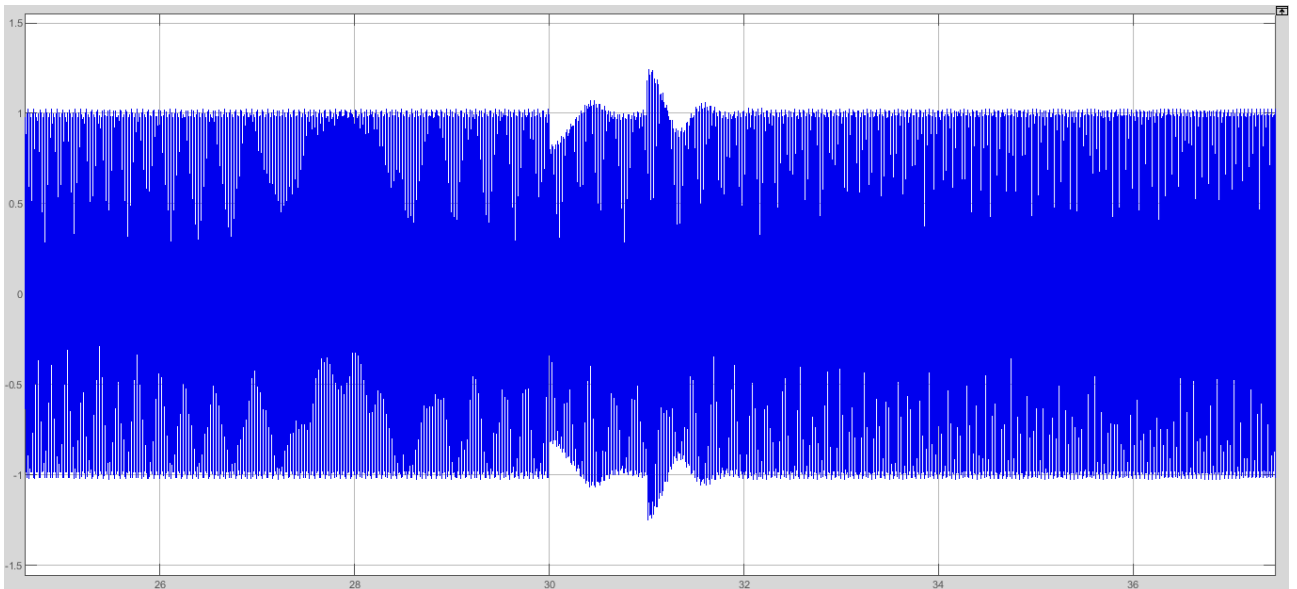


Рисунок 3.54 – Осциллограмма выходной мощности генератора

3.10 Результаты при набросе активной мощности 100 МВт

Осциллограммы изменения тока статора представлены на рисунках 3.55 – 3.56.

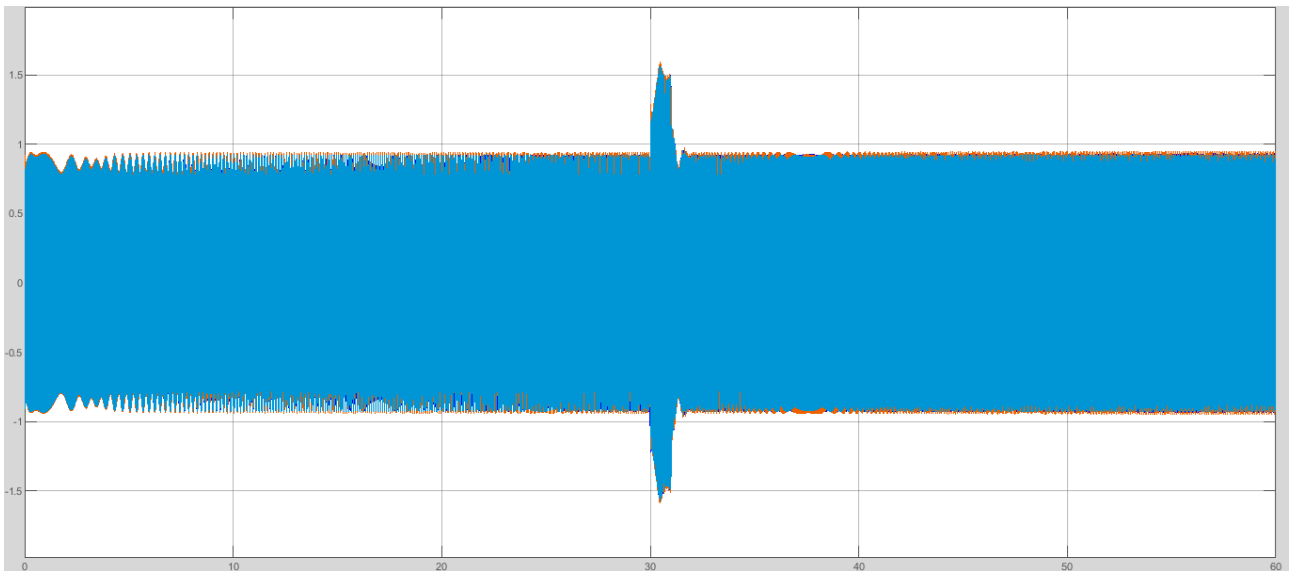


Рисунок 3.55 – Осциллограмма тока статора

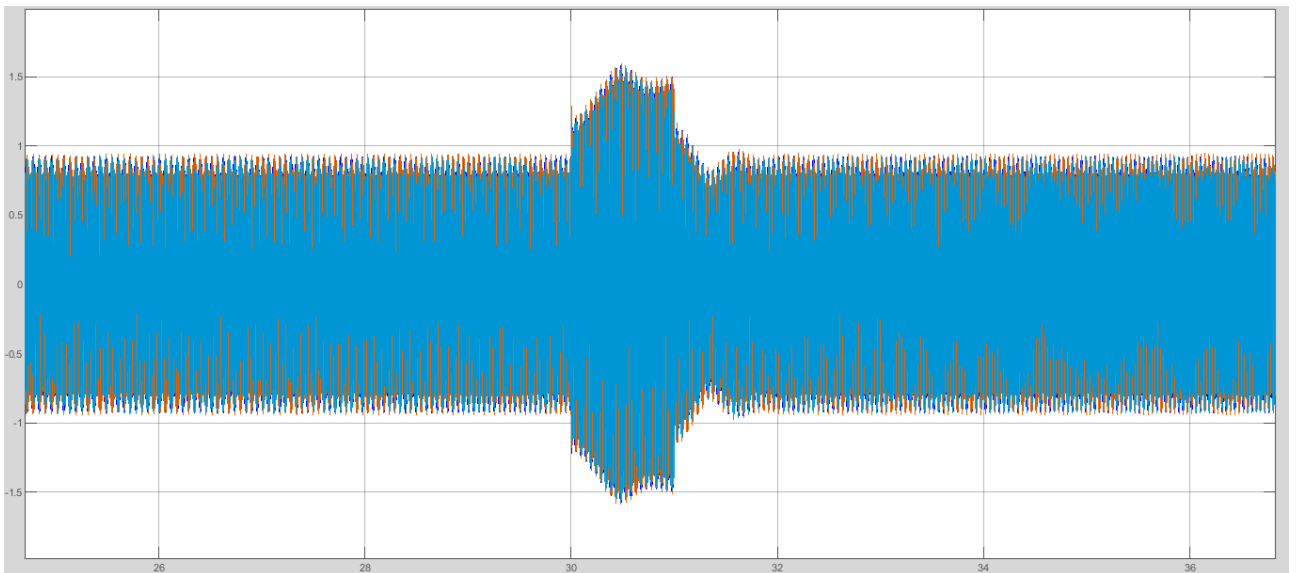


Рисунок 3.56 – Осциллограмма тока статора

Осциллограммы изменения напряжения возбуждения представлены на рисунках 3.57 – 3.58.

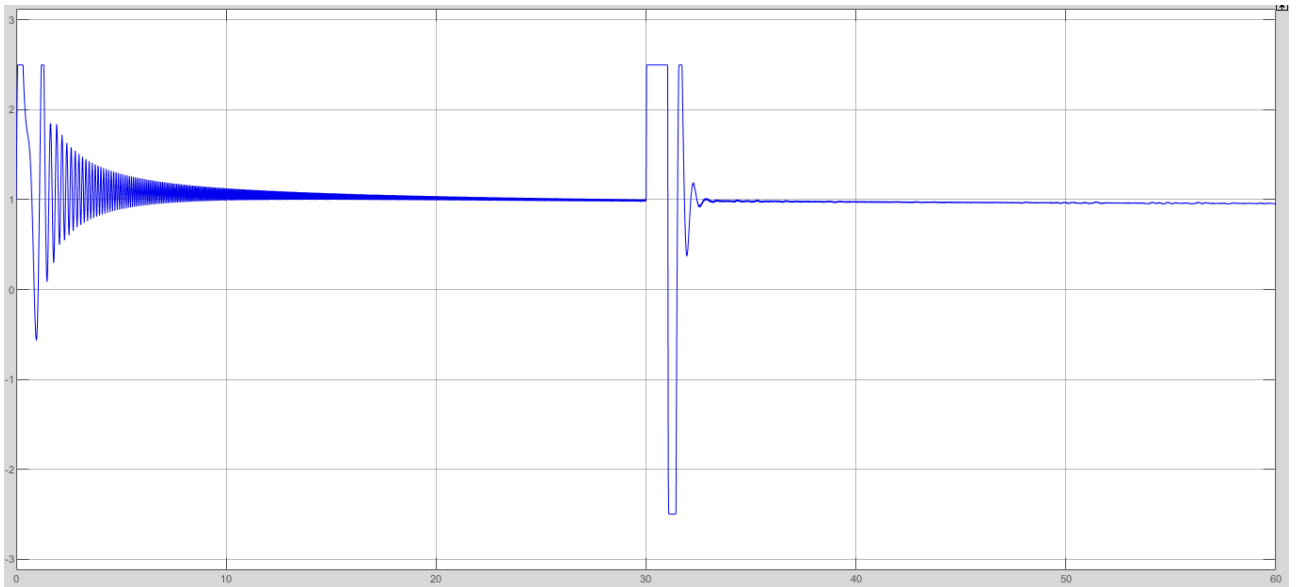


Рисунок 3.57 – Осциллограмма напряжения возбуждения

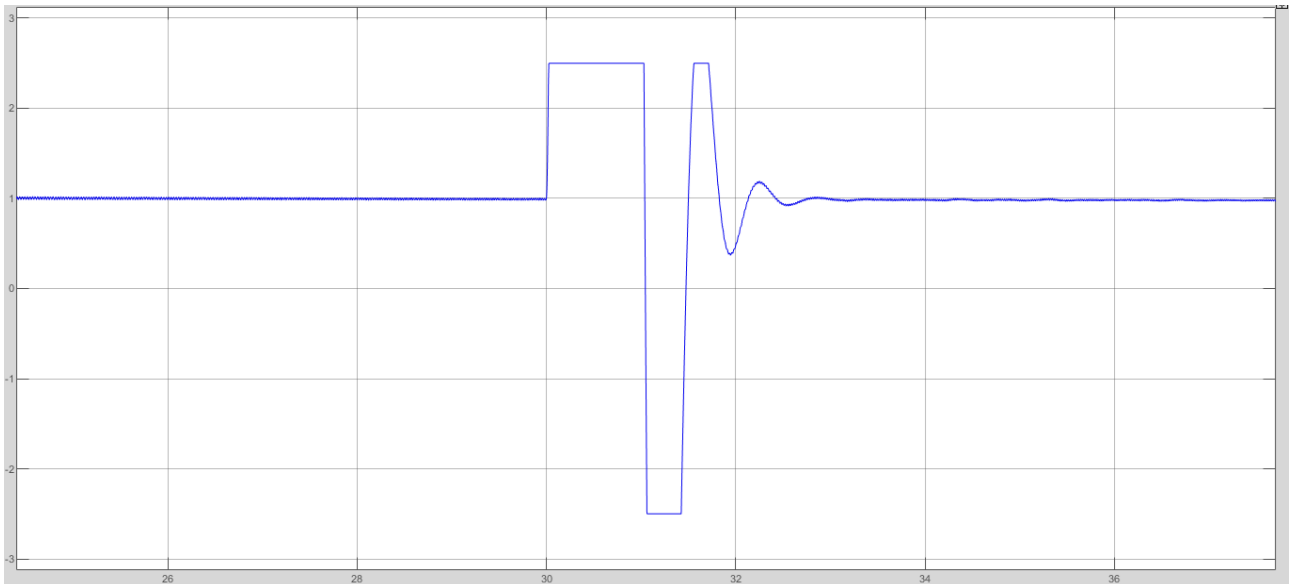


Рисунок 3.58 – Осциллограмма напряжения возбуждения

Осциллограммы изменения выходной мощности генератора представлены на рисунках 3.59 – 3.60.

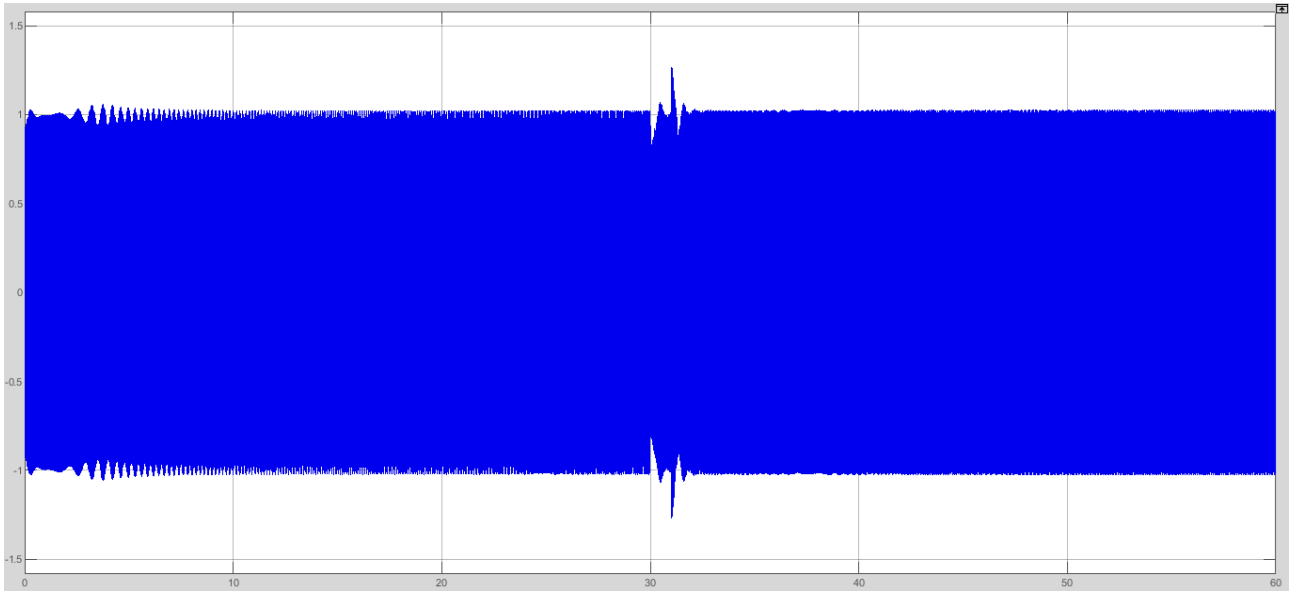


Рисунок 3.59 – Осциллограмма выходной мощности генератора

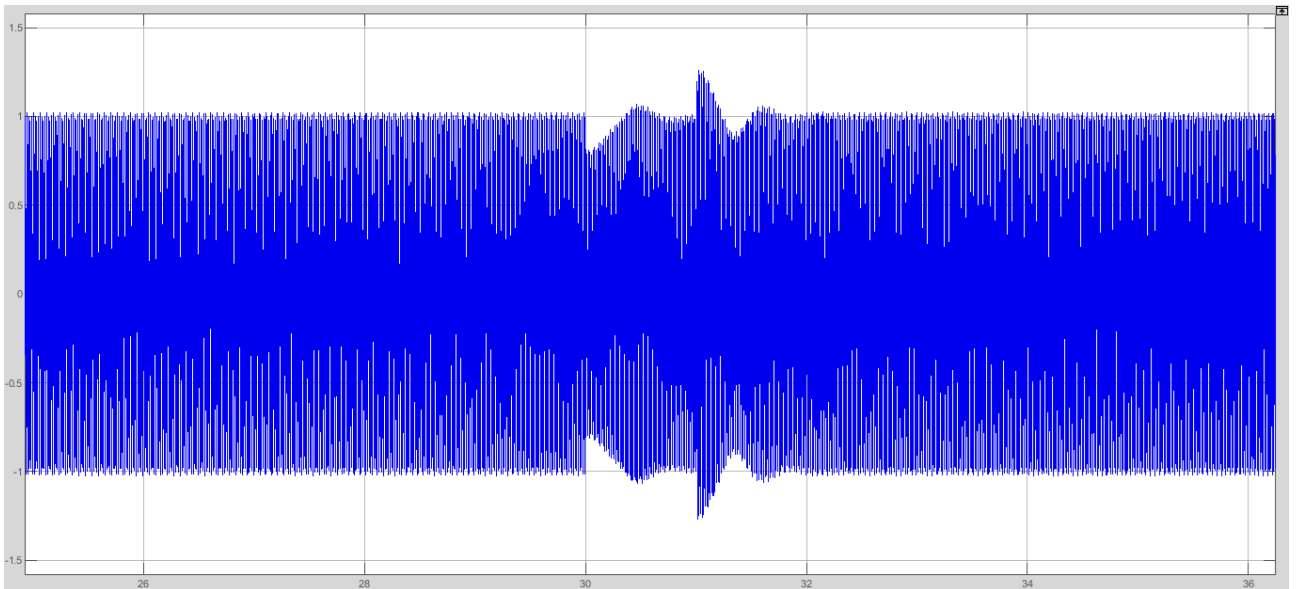


Рисунок 3.60 – Осциллограмма выходной мощности генератора

3.11 Результаты при набросе активной мощности 107 МВт

Осциллограммы изменения тока статора представлены на рисунках 3.61 – 3.62.

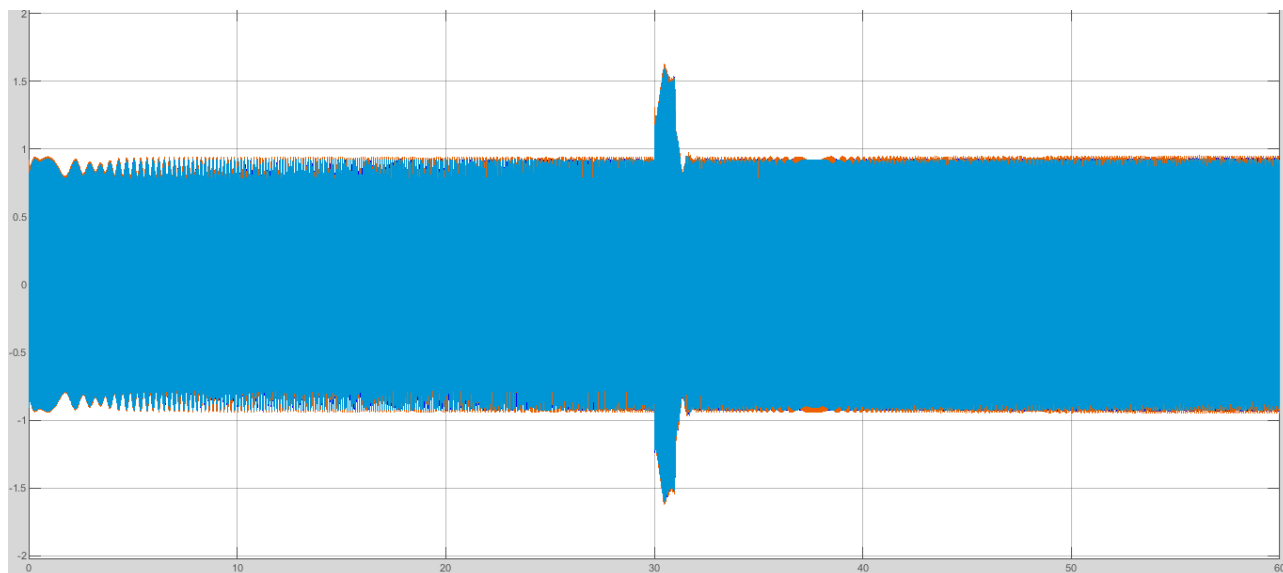


Рисунок 3.61 – Осциллограмма тока статора

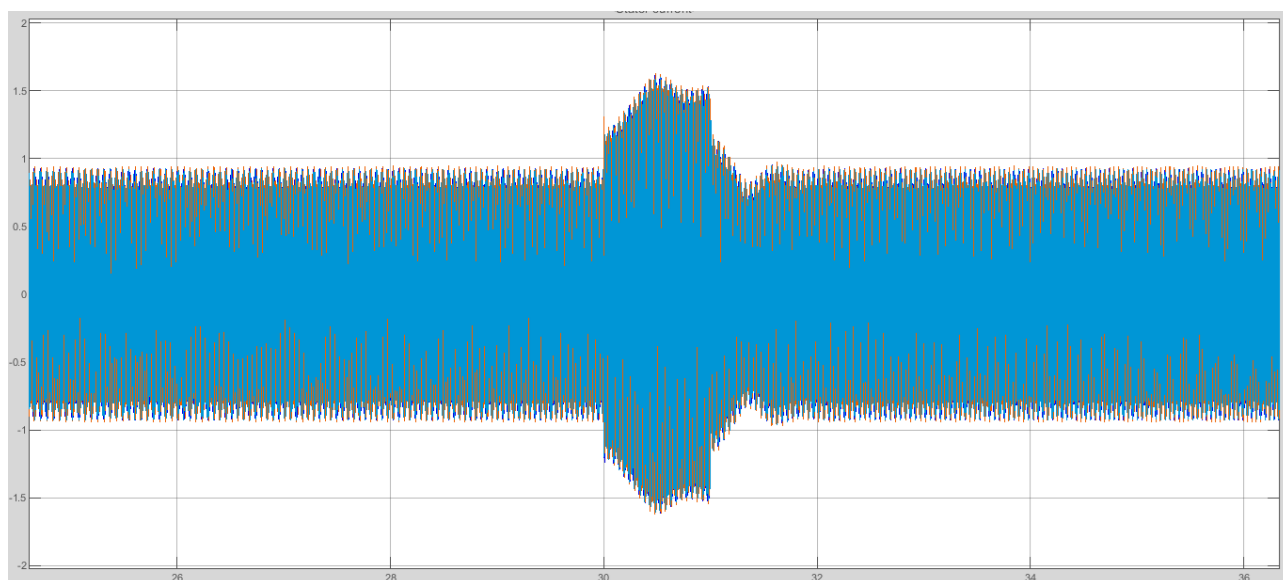


Рисунок 3.62 – Осциллограмма тока статора

Из рисунков 3.61 – 3.62 видно, что происходит увеличение тока генератора при $t = 30$ секунд и до 31 секунд.

Осциллограммы изменения напряжения возбуждения представлены на рисунках 3.63 – 3.64.



Рисунок 3.63 – Осциллограмма напряжения возбуждения

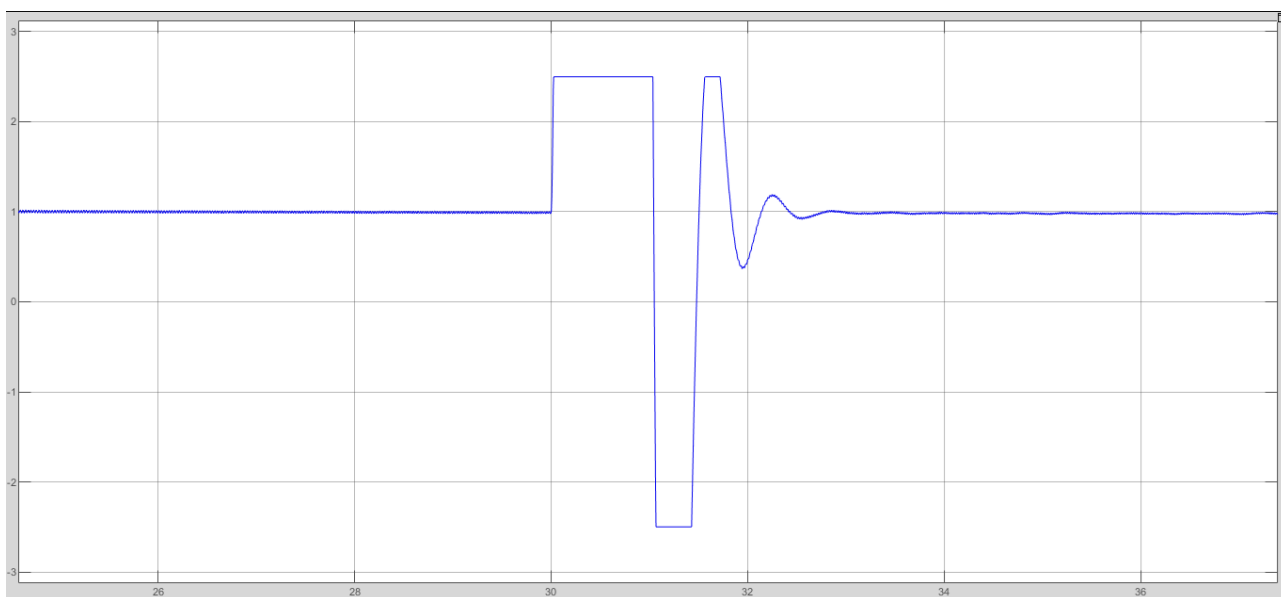


Рисунок 3.64 – Осциллограмма напряжения возбуждения

При увеличении нагрузки увеличивается напряжение возбуждения примерно до 6,73 о.е. и оно колеблется после чего достигает устойчивого значения.

Осциллограммы изменения выходной мощности генератора представлены на рисунках 3.65 – 3.66.

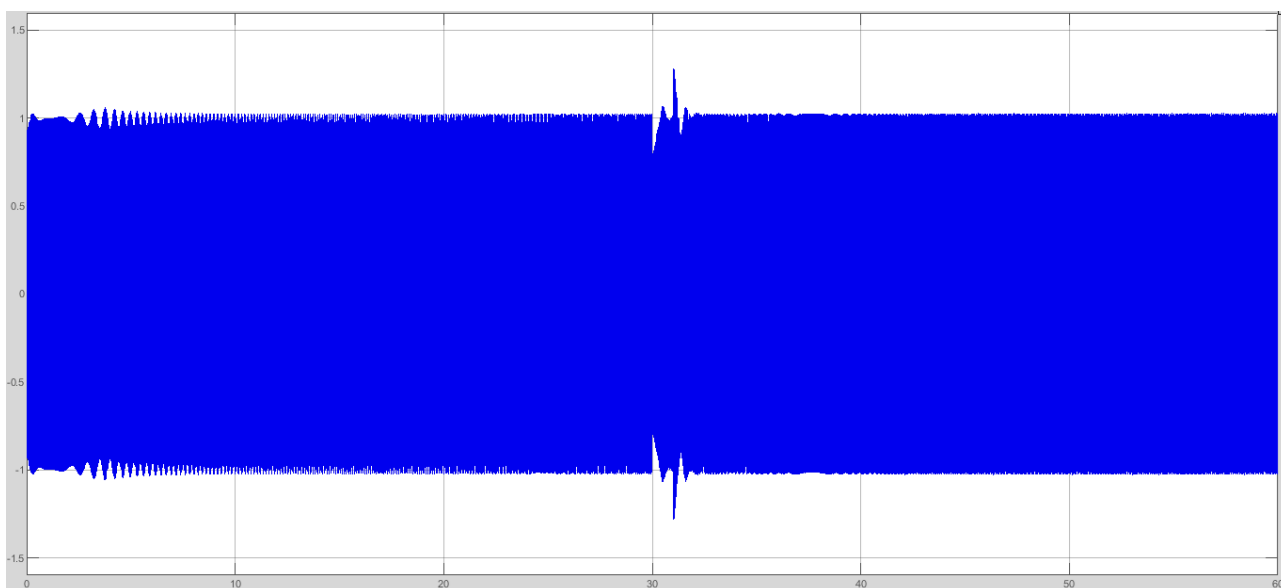


Рисунок 3.65 – Осциллограмма выходной мощности генератора

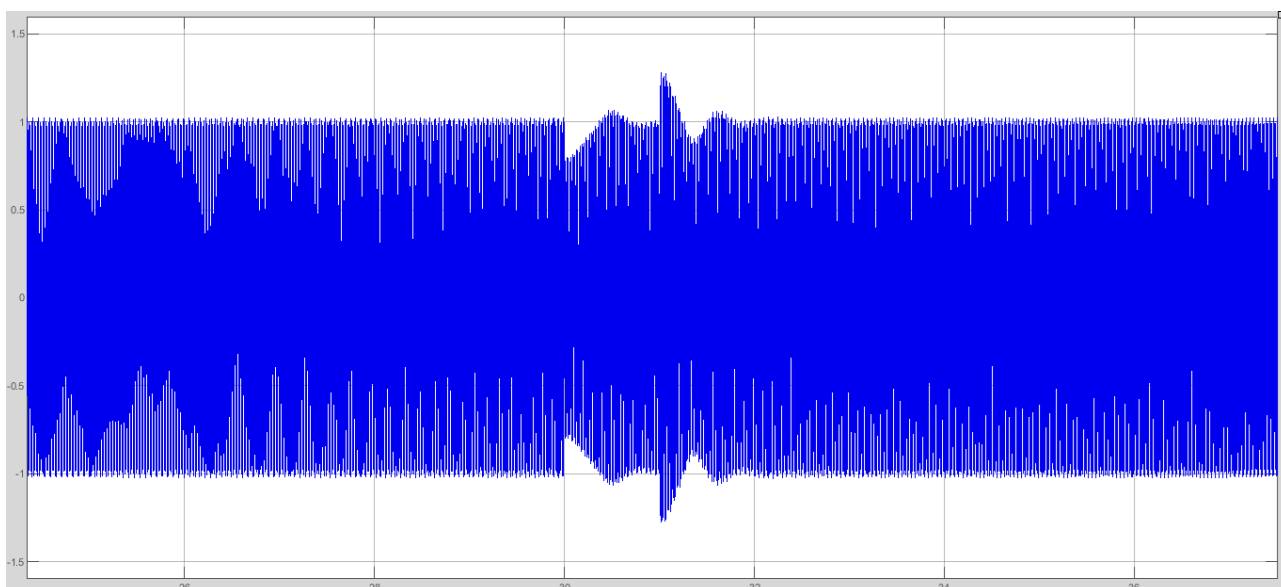


Рисунок 3.66 – Осциллограмма выходной мощности генератора

Из рисунков 3.65 – 3.66 видно, что электрическая мощность уменьшается до 0,7 о.е. от начального значения 1 о.е. и достигает установившегося состояния как показано на осциллограммах.

3.12 Короткое замыкание ближнего резервирования длительность КЗ 30.1 – 30.2 мощность нагрузки 107 МВт время 30-31 с.

Схема с введением короткого замыкания ближнего резервирования представлена на рисунке 3.67.

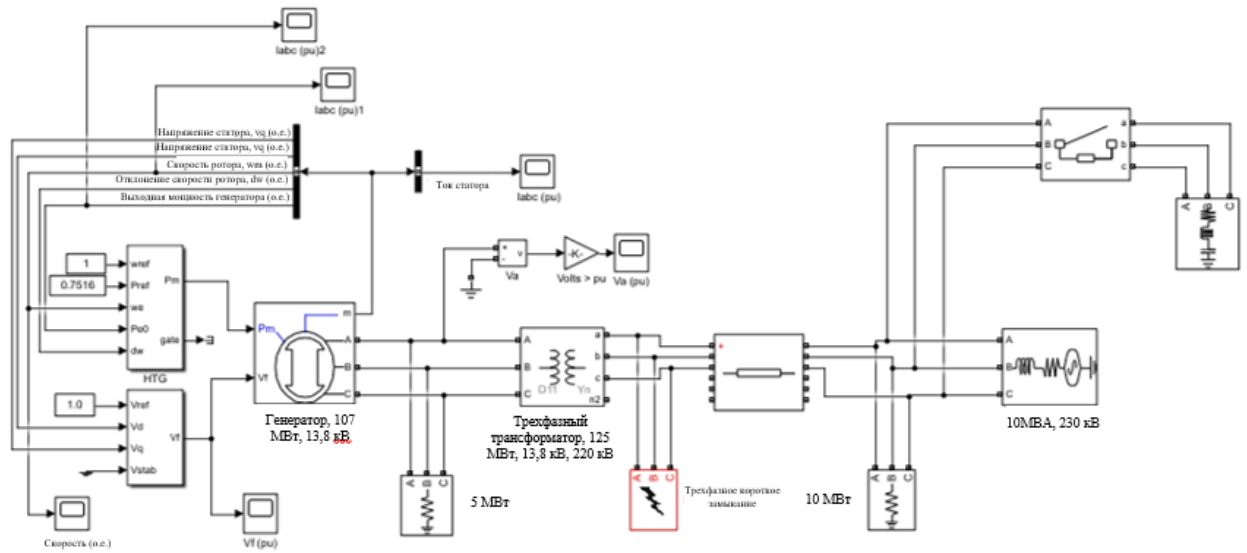


Рисунок 3.67 – Схема с КЗ ближнего резервирования

Осциллограммы изменения тока статора представлены на рисунках 3.68 – 3.69.

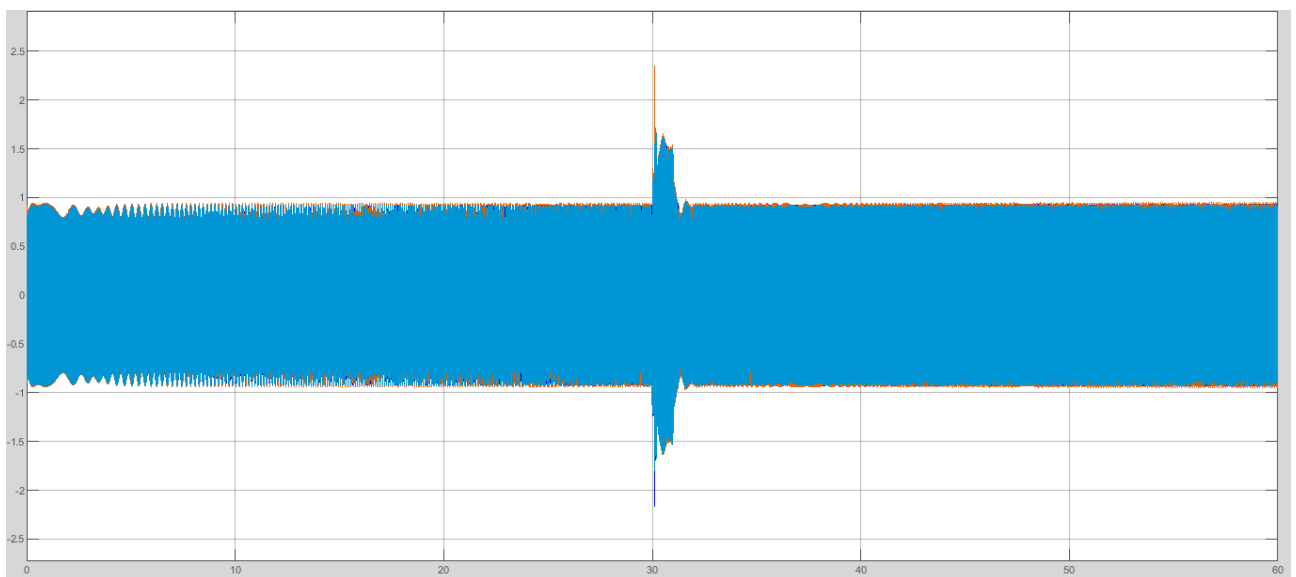


Рисунок 3.68 – Осциллограмма тока статора при КЗ ближнего резервирования

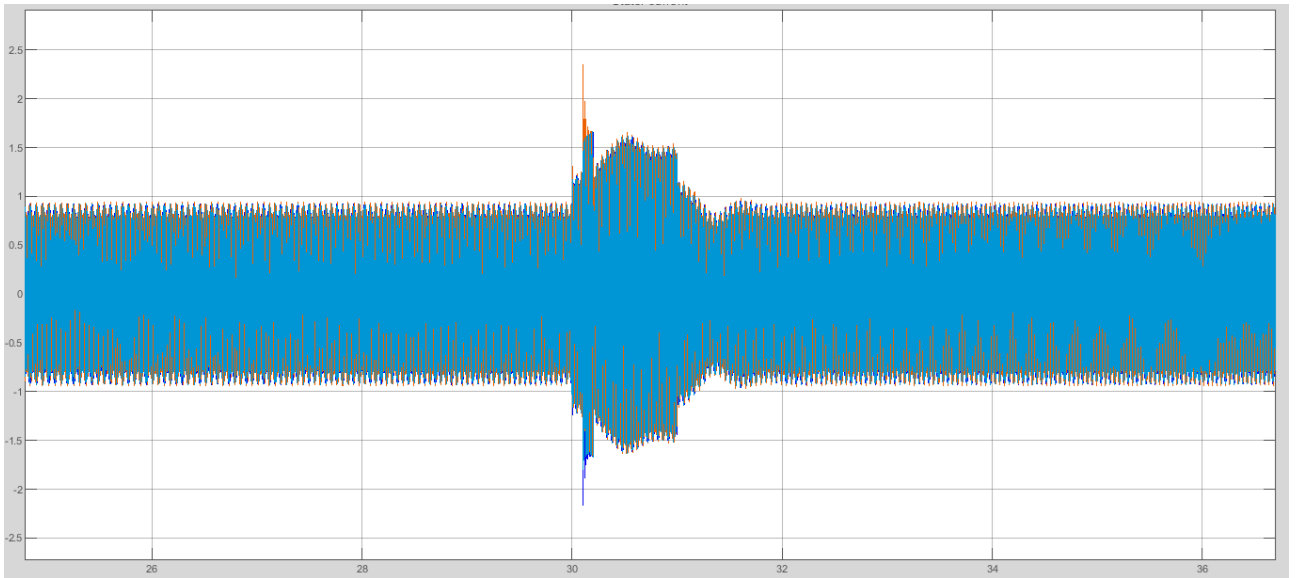


Рисунок 3.69 – Осциллограмма тока статора при КЗ ближнего резервирования

Из-за возникновения трехфазного замыкания при $t = 30,1$ секунд ток генератора повышается до 1,45 от начального значения 1,0 о.е. как показано на рисунках 3.68 – 3.69, и остаются в переходном состоянии после того, как короткое замыкание устраняется, достигает установившегося значения.

Осциллограммы изменения напряжения возбуждения представлены на рисунках 3.70 – 3.71.

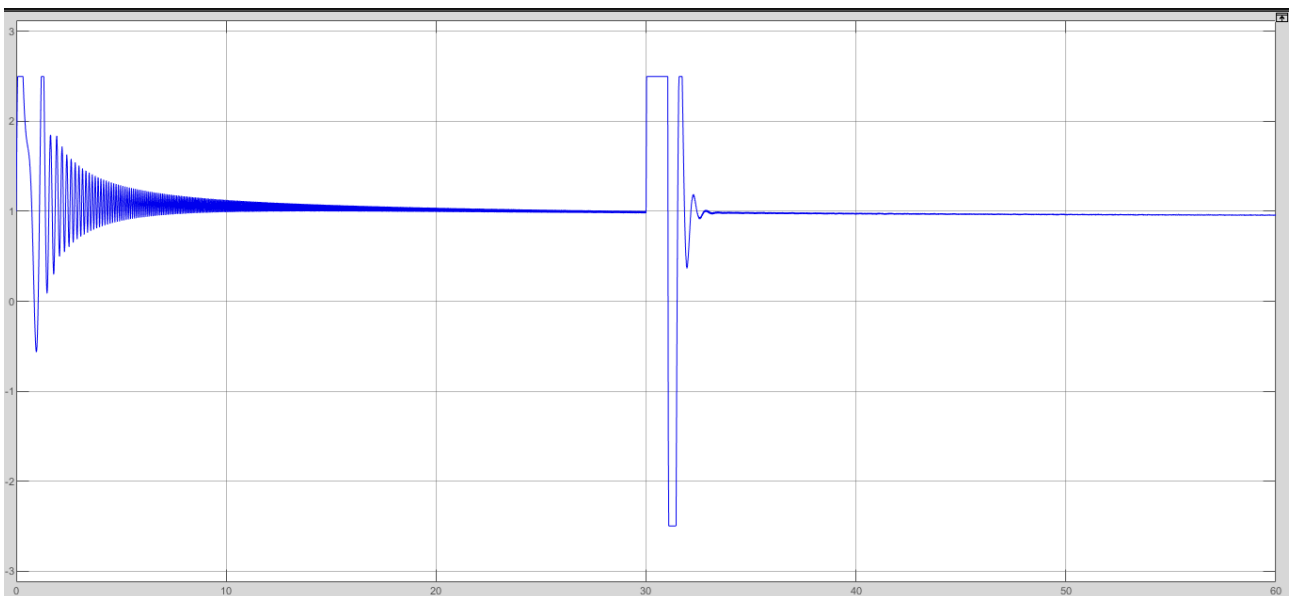


Рисунок 3.70 – Осциллограмма напряжения возбуждения при КЗ ближнего резервирования

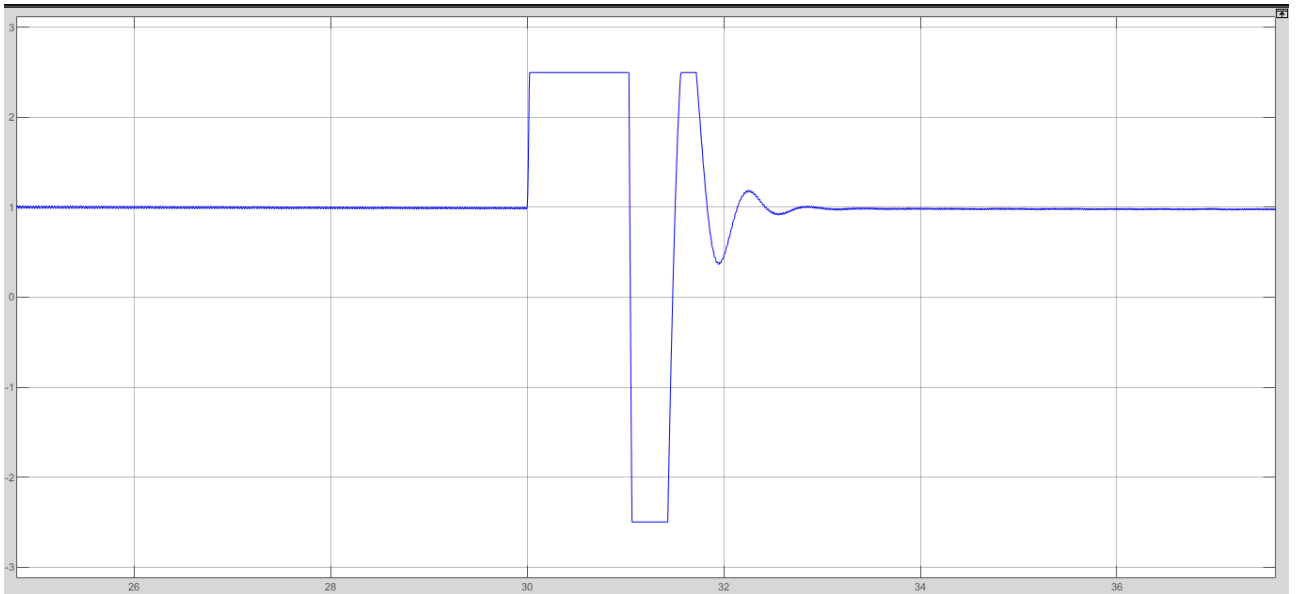


Рисунок 3.71 – Осциллограмма напряжения возбуждения при КЗ ближнего резервирования

Напряжение возбуждения сильно увеличивается, как показано на рисунках 3.70 – 3.71, и колеблется в течение 1,0 секунды и достигает установившегося значения.

Осциллограммы изменения выходной мощности генератора представлены на рисунках 3.72 – 3.73.

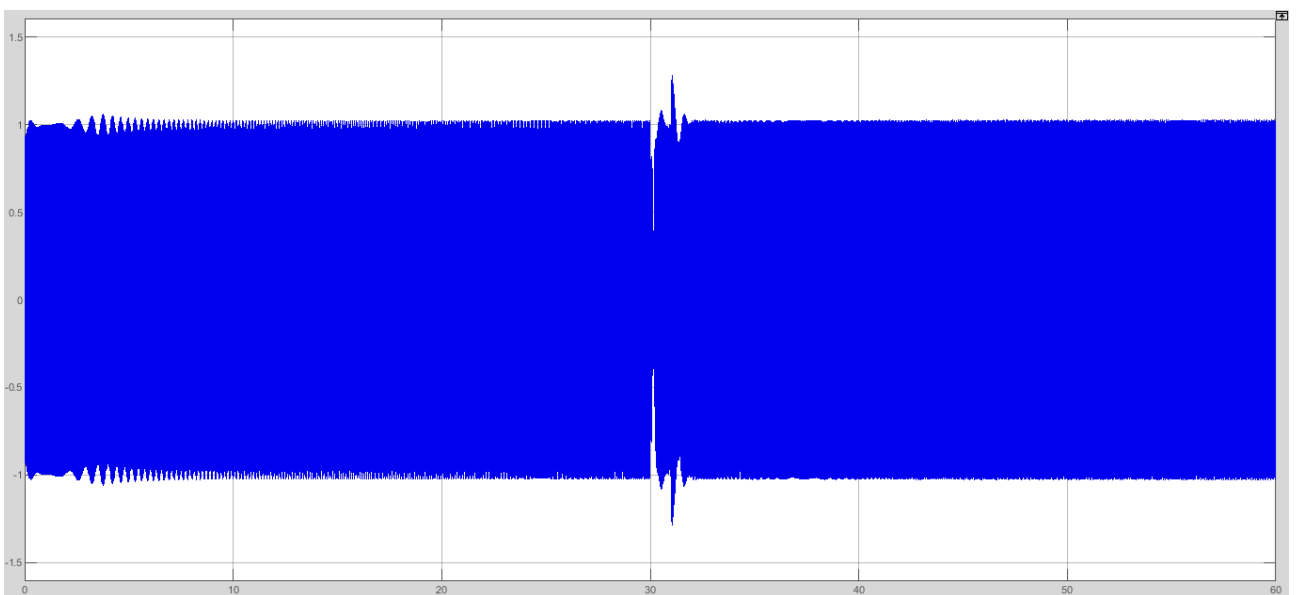


Рисунок 3.72 – Осциллограмма выходной мощности генератора при КЗ ближнего резервирования

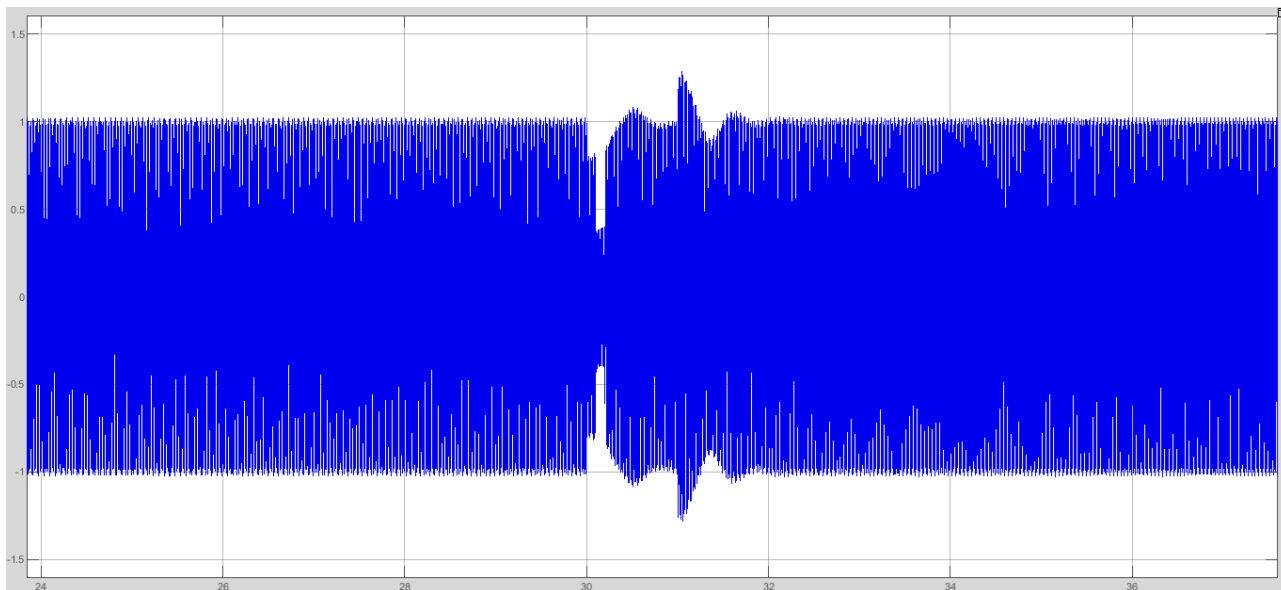


Рисунок 3.73 – Осциллограмма выходной мощности генератора при КЗ ближнего резервирования

Также наблюдается, что во время неисправности электрическая мощность падает, как показано на рисунках 3.72 – 3.73 и колеблется после устранения короткого замыкания достигает установившегося значения.

3.13 Короткое замыкание дальнего резервирования длительность КЗ 30.1 – 30.2 мощность нагрузки 107 МВт время 30-31 с.

Схема с введением короткого замыкания дальнего резервирования представлена на рисунке 3.74.

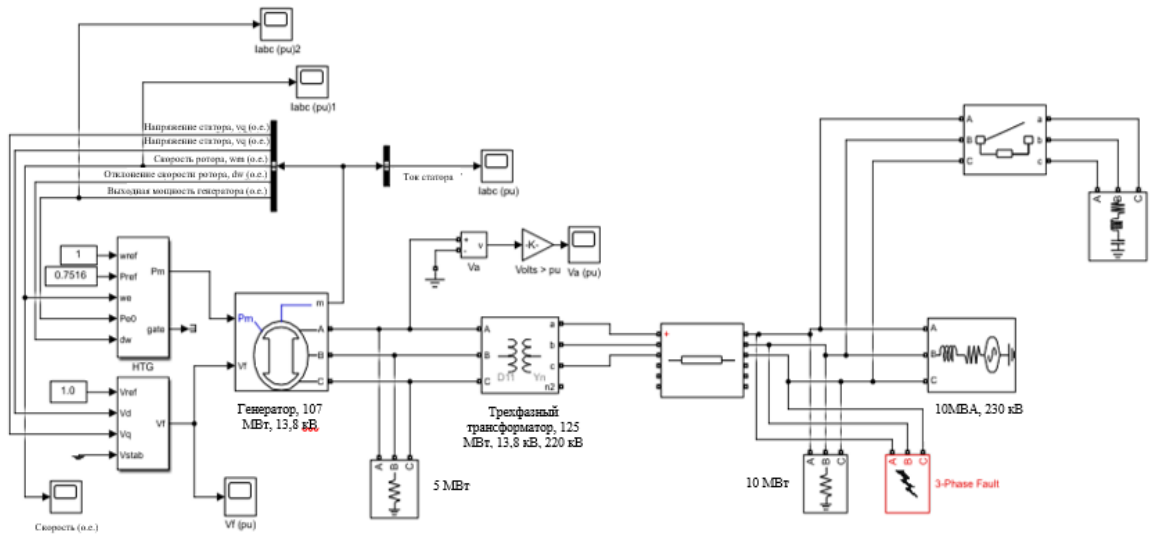


Рисунок 3.74 – Схема с КЗ дальнего резервирования

Осциллограммы изменения тока статора представлены на рисунках 3.75 – 3.76.

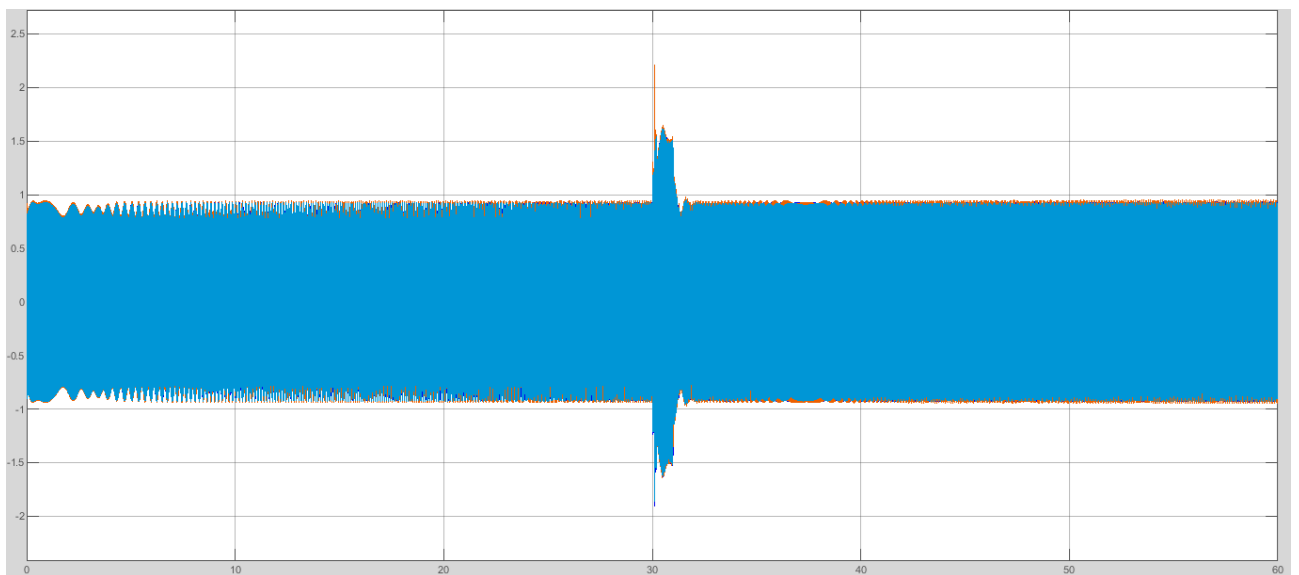


Рисунок 3.75 – Осциллограмма тока статора при КЗ дальнего резервирования

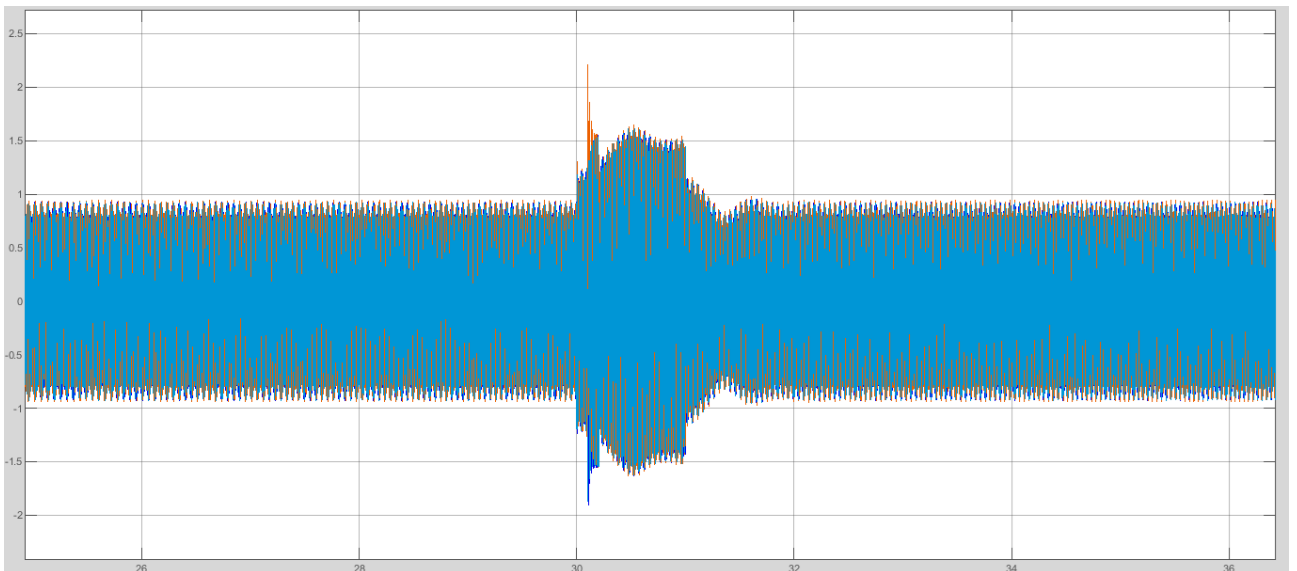


Рисунок 3.76 – Осциллограмма тока статора при КЗ дальнего резервирования

Из рисунка 3.76 видно, что при коротком замыкании дальнего резервирования происходит незначительное увеличение тока генератора, ток генератора достигает установившегося значения через 2,0 секунды.

Осциллограммы изменения напряжения возбуждения представлены на рисунках 3.77 – 3.78.

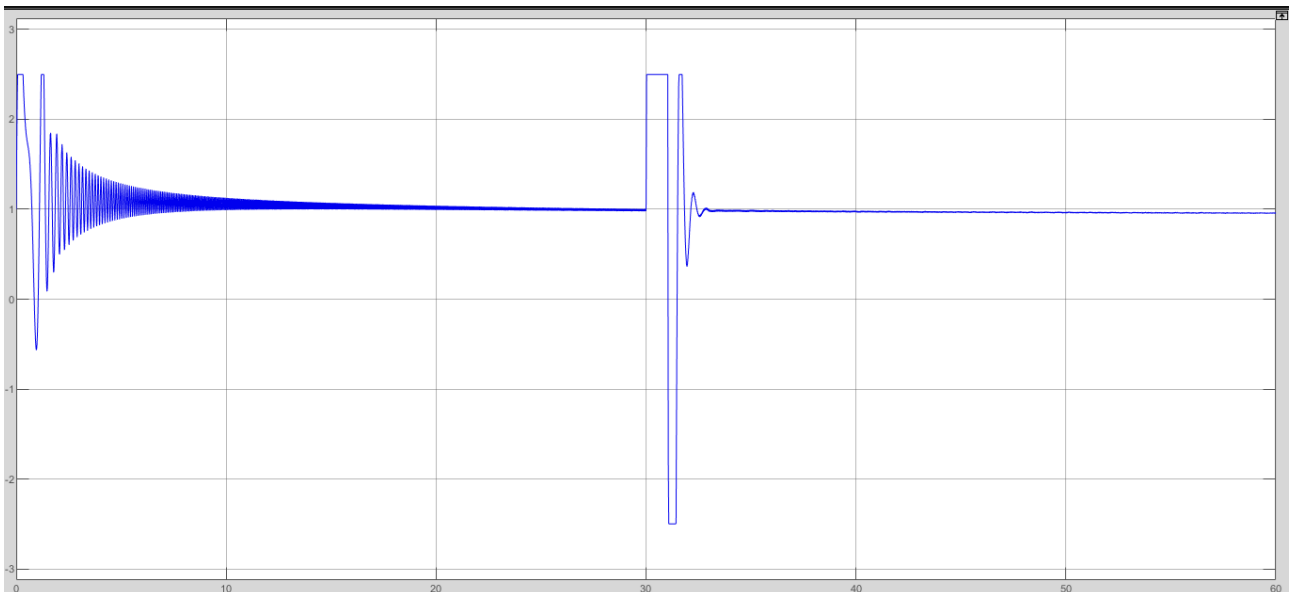


Рисунок 3.77 – Осциллограмма напряжения возбуждения при КЗ дальнего резервирования

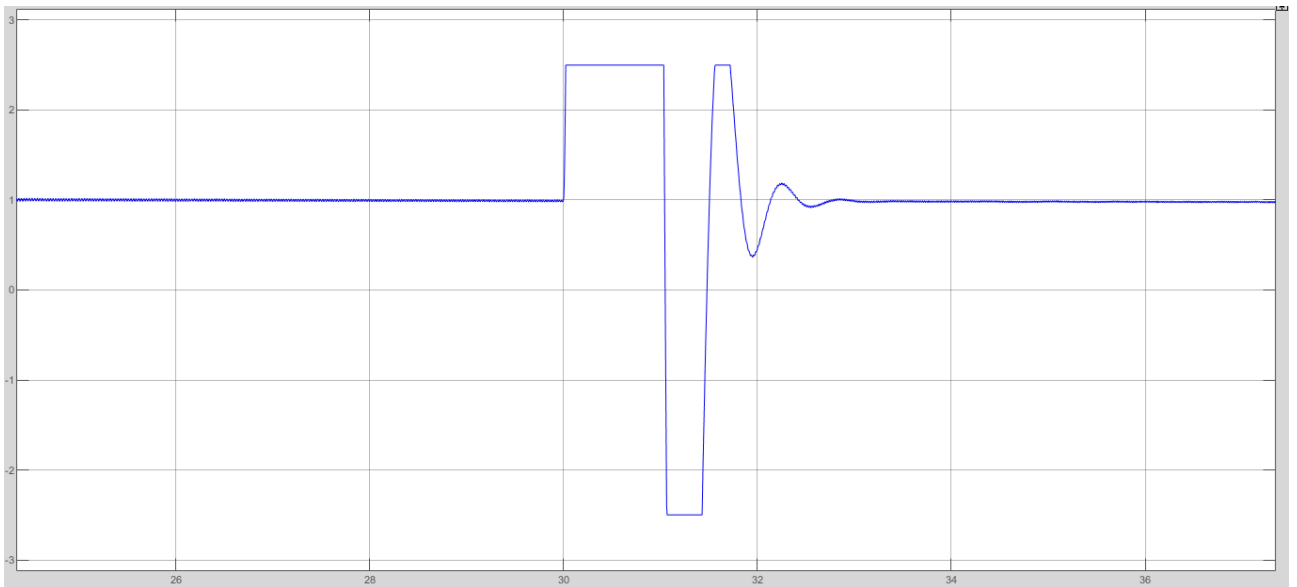


Рисунок 3.78 – Осциллограмма напряжения возбуждения при КЗ дальнего резервирования

При коротком замыкании дальнего резервирования наблюдается увеличение напряжения возбуждения оно колеблется в течении 2,0 секунд и достигает устойчивого значения через 2,5 секунд, как показано на рисунке 3.78.

Осциллограммы изменения выходной мощности генератора представлены на рисунках 3.79 – 3.80.

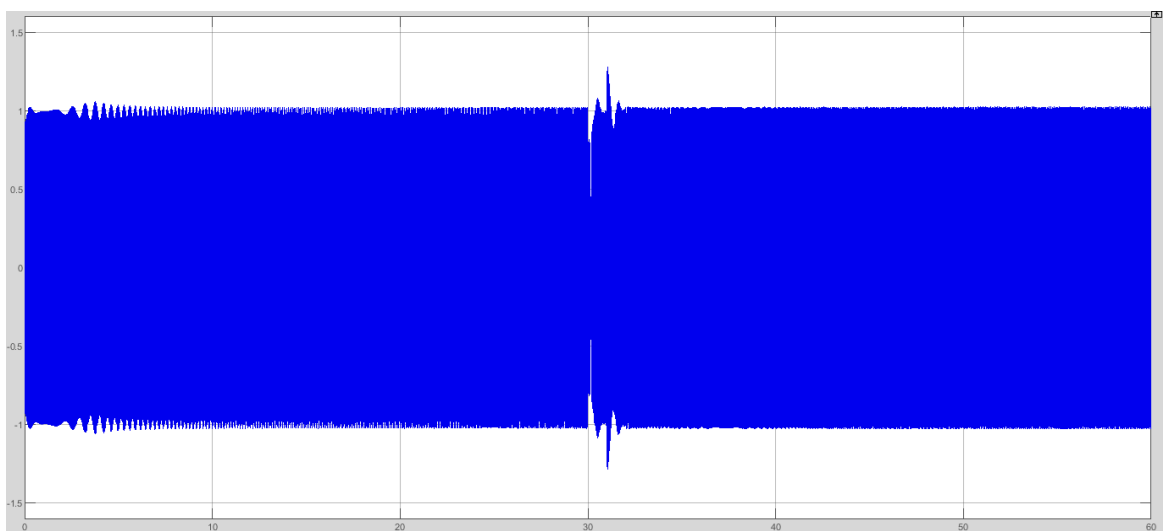


Рисунок 3.79 – Осциллограмма выходной мощности генератора при КЗ дальнего резервирования

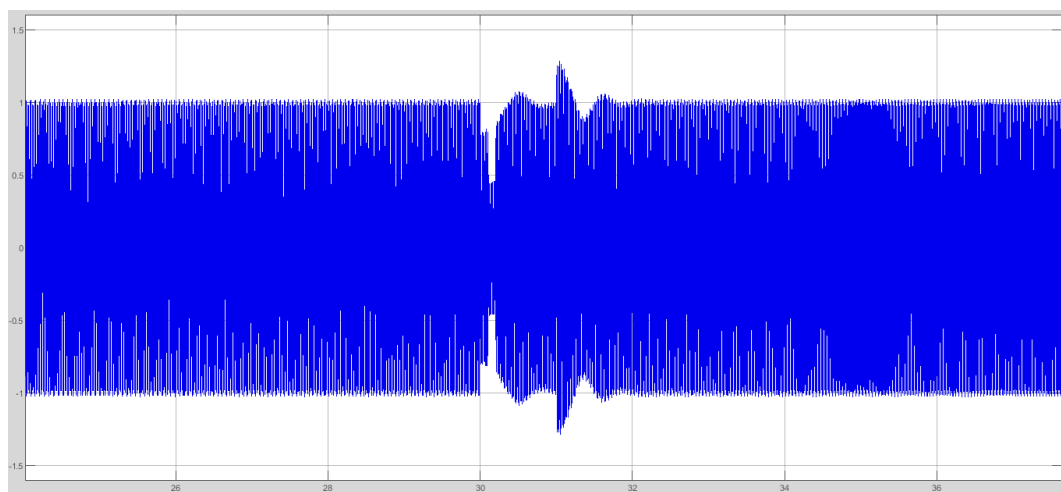


Рисунок 3.80 – Осциллограмма выходной мощности генератора при КЗ дальнего резервирования

Выходная мощность уменьшается и колеблется в течение 2,0 секунд и достигает установившегося значения после 2,0 секунд, как представлено, на осциллограмме.

Для анализа результатов моделирования были представлены четыре осциллограммы: тока статора, напряжение возбуждения, осциллограмма скорости ротора, осциллограмма выходной мощности генератора в зависимости от времени. Надежность гидроэлектростанции может быть проверена только способностью станции быстро и эффективно устранять возмущения, возникшие в сети. Для этого мы ввели в систему короткие замыкания ближнего и дальнего резервирования, чтобы проанализировать ее реакцию и сделать вывод о надежности. Трехфазное короткое замыкание на землю, было введено в момент времени $t=30,1$ с. Если внимательно посмотреть на графики, представленные в пункте 3, то можно увидеть, что до появления возмущений система находилась в установившемся режиме с номинальной скоростью, выходным напряжением амплитуды 1 о.е. и напряжение возбуждения около 1 о.е. Неисправность длилась около 0,1 с, то есть от 30,1 с до 30,2 с, и во время неисправности произошло значительное падение выходного напряжения, амплитуда которого составила 0,4 о.е. Кроме того, напряжение возбуждения сильно возросло в среднем до 5,9 о.е.,. Увеличение возбуждения напряжение является очень

хорошей реакцией гидроагрегата на неисправность, поскольку оно приводит к увеличению открытия направляющего аппарата, которая дополнительно связана с наведенным напряжением.

Наведенное напряжение пропорционально потоку, следовательно, увеличение открытия направляющего аппарата приведет к возвращению напряжения к его предыдущему значению, поскольку оно было сильно снижено из-за возмущения. Для большего увеличения индуцированного напряжения скорость также может быть увеличена, и это контролируется регулятором при открытии и закрытии направляющего аппарата. Однако увеличение скорости не привело к значительному изменению, можно заметить, что увеличение составило всего около 0,03 о.е. из-за того, что оно зависит от наличия проточной воды. Кроме того, после устранения неисправности при $t=30,2$ с гидроагрегат быстро восстановил стабильность при выходном напряжении 1о.е., что эквивалентно предыдущему установившемуся значению. Автоматически напряжение возбуждения падает и продолжает колебаться, чтобы поддерживать постоянное выходное напряжение.

Результаты всех отклонений сведены в таблицу 3.1 и представлены ниже.

Таблица 3.1 – Результаты отклонений

Активная мощность, МВт.	Осциллограмма тока статора, величина возмущения о.е.	Осциллограмма напряжения возбуждения, величина возмущения о.е.	Осциллограмма выходной мощности генератора, величина возмущения о.е.
10	0,1	2,1	0,044
20	0,16	2,5	0,075
30	0,225	2,5	0,1
40	0,3	2,5	0,114
50	0,375	2,5	0,15
60	0,44	2,5	0,2
70	0,5	2,5	0,225
80	0,55	2,5	0,25
90	0,58	2,5	0,26
100	0,69	2,5	0,3
107	0,72	2,5	0,32
107 + КЗ БР	1,45	2,5	0,62
107 + КЗ ДР	1,26	2,5	0,54

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы были рассмотрены основные характеристики оборудования установленного на Майнской ГЭС для точной отстройки модели, чтобы она была максимально приближена к действующему гидроагрегату. Далее была представлена модель гидроагрегата Майнской ГЭС в программном обеспечении Matlab/Simulink с описанием составляющих модели и принципом их работы. На этой модели были отработаны нормативные и не нормативные возмущения со стороны сети.

Для анализа результатов моделирования были представлены осциллограммы: тока статора, напряжение возбуждения, осциллограмма выходной мощности генератора в зависимости от времени. Надежность гидроэлектростанции может быть проверена только способностью станции быстро и эффективно устранять возмущения, возникшие в сети. Для этого в систему были введены короткие замыкания ближнего и дальнего резервирования, чтобы проанализировать ее реакцию и сделать вывод о надежности. Если внимательно посмотреть на графики, то можно увидеть, что до появления возмущений система находилась в установившемся режиме с номинальной скоростью. Во время неисправности произошло значительное падение выходной мощности. Кроме того, напряжение возбуждения сильно возросло. Увеличение возбуждения напряжение является очень хорошей реакцией гидроагрегата на неисправность.

Кроме того, после устранения неисправности гидроагрегат быстро восстановил стабильность при выходном напряжении, что эквивалентно предыдущему установившемуся значению. Автоматически напряжение возбуждения падает и продолжает колебаться, чтобы поддерживать постоянное выходное напряжение.

Результатом данной работы является подтверждение возможности участия в оказании услуг по нормированному первичному регулированию частоты со стороны Майнской ГЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Инструкция по эксплуатации «Гидроагрегатов ГА1-ГА3 Майнской ГЭС» : дата введения 2021-10-29. – 2021, 95 с.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1920> (Дата обращения: 26.03.2020 г.).
3. Национальная технологическая инициатива: Программа мер по формированию принципиально новых рынков и созданию условий для глобального технологического лидерства России к 2035 году. [Электронный ресурс]: 2016 г. – Режим доступа: <https://asi.ru/nti/> свободный (Дата обращения: 17.02.2021 г.).
4. Баринов, В. А. Перспективы развития электроэнергетики России на период до 2030 г. / В. А. Баринов / Анализ и прогнозы. – 2010. - №3 (322). - С. 13-20.
5. Постановление правительства Российской Федерации от 15.04.2014 № 328 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Развитие промышленности и повышение её конкурентоспособности» [Электронный ресурс]: 2014 г. – Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201404240003> свободный (Дата обращения: 06.04.2022 г.).
6. Ковалев, Н.Н. Гидротурбины. Конструкции и вопросы проектирования : монография / Н. Н. Ковалев – «Машиностроение» 1971. – 584 с.
7. СТО 17330282.27.140.001 – 2006. Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций : дата введения 2006-08-01. – Москва : , 208. – 339 с.
8. Национальный стандарт Российской Федерации Гидроэлектростанции. Часть 3-1. Гидротурбины. Технические требования к поставке, ГОСТ Р 55260.3.1-2013.

9. Инструкция по эксплуатации «Гидроагрегата ГА3 Майнской ГЭС» : дата введения 2021-10-29. – 2021, 95 с.
10. Инструкция по эксплуатации «Системы возбуждения СТС-2П-510-2050-2,5 УХЛ4 гидроагрегата ГА3 МГЭС» , 46 с.
11. Руководство по эксплуатации 21.007-0000.003 «Турбина гидравлическая ПЛ20-В-1000» для филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» : дата введения 2020-12-07. – 2020, 70 с.
12. Руководство по эксплуатации 25.022-3667.016РЭ «Регулятор электрогидравлический с оборудованием» (гидромеханическая часть) для филиала ПАО «РусГидро» - «Майнский гидроузел» : дата введения 2020-06-07. – 2020, 51 с.
13. Руководство по эксплуатации С24.30239.00479.04 РЭ «Трансформатор ТДЦ-125000/220-УХЛ1» : дата введения 2018-08-30. – 2018, 147 с.
14. Руководство по эксплуатации ИАЕЛ.651241.031 РЭ «Гидрогенератор СВ 1500/152-104 УХЛ4» : дата введения 2020-06-10. – 2020, 96 с.

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



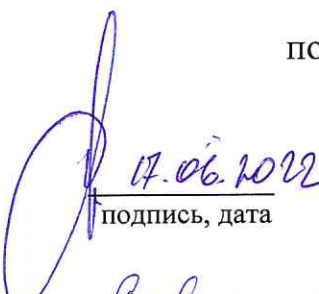
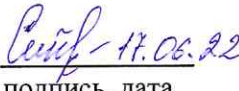

подпись А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

«16» июня 2022 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**ВОЗМОЖНОСТЬ УЧАСТИЯ В НОРМИРОВАННОМ ПЕРВИЧНОМ
РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ НОВОЙ МАЙНСКОЙ ГЭС**

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
13.04.02.06 Гидроэлектростанции

Руководитель	 подпись, дата	канд.техн.наук, и.о. зав. кафедрой ГГЭЭС, <u>Саяно-Шушенского филиала</u> должность, ученая степень	<u>А.А. Ачитаев</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>К.А. Карпов</u> инициалы, фамилия
Рецензент	 подпись, дата	зам. главного инженера по технической части филиала ПАО «РусГидро» – «Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного» должность, ученая степень	<u>Д.Ю. Рыбалко</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	 подпись, дата		<u>К.П. Синельникова</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022